

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

分散型電力調節及特殊防禦系統研究

Study of Distributed Power Regulation
and Special Protective System

計畫編號：1062001INER010

受委託機關(構)：南臺科技大學電機工程學系

計畫主持人：許振廷 博士

聯絡電話：06-2533131-3326

E-mail address：cthsu@stust.edu.tw

協同主持人：陳朝順 博士、林嘉宏 博士、辜德典 博士

黃宏銘 博士

研究期程：中華民國 106 年 2 月至 106 年 12 月

研究經費：新臺幣柒拾陸萬元

核研所聯絡人員：林世維

報告日期：中華民國一〇六年十一月二十日

許振廷 GRB 帳密

帳號：grb19994 密碼：1488hsu1

目錄

目錄.....	i
中文摘要.....	1
英文摘要.....	2
壹、計畫緣由與目的.....	3
貳、研究方法與過程.....	11
一、配電微電網孤島啟動之暫態模擬與分析.....	11
(一) 微電網基本概念.....	11
(二) 變壓器特性與模型.....	16
(三) 核研所配電微電網孤島啟動之暫態模擬與分析.....	22
二、微電網系統饋線阻抗與電力品質分析.....	23
(一) OQ38 饋線資料收集.....	23
(二) 研究系統饋線阻抗分析.....	24
(三) 研究系統饋線電力品質分析.....	24
三、微電網系統最佳化關鍵節點補償技術分析.....	25
四、應用調節饋線電壓功能之轉換器進行補償分析.....	25

(一) 探討未進行控制之配電饋線電壓變動分析.....	25
(二) 使用具調節饋線電壓功能之轉換器進行補償分析.....	25
五、微電網饋線之電力系統與再生能源整合運轉控制策略分析	27
參、主要發現與結論.....	29
一、核研所配電微電網孤島啟動之暫態模擬與分析	29
(一) 變壓器規格建議(模擬情境一).....	29
(二) 配電微電網與低壓微電網之復電策略(模擬情境二).....	41
二、核研所微電網系統饋線之阻抗與電力品質分析	45
三、微電網系統最佳化關鍵節點補償技術分析.....	47
四、應用調節饋線電壓功能之轉換器進行補償分析	48
(一) 未進行控制之配電饋線電壓變動分析.....	50
(二) 使用 PV 智慧變流器進行電壓補償分析	52
(三) 使用 GEV 進行電壓補償分析	54
五、微電網饋線之電力系統與再生能源整合運轉控制策略分析	55
(一) 未進行控制之配電饋線電壓變動分析.....	56
(二) 使用 PV 智慧變流器進行電壓補償分析	57
(三) 使用 GEV 進行電壓補償分析	58
六、結論.....	61

肆、參考文獻..... 62

中文摘要

智慧型電網的正常運作須利用先進的感測系統、通訊系統與控制技術，才可確保電力系統能更有效、經濟與安全的將電力提供給用戶，其中之分散式發電系統若具有調節能力，可對電網提供更有效能之輔助。本計畫將以核研所配電微電網為研究對象，經由孤島啟動之暫態模擬與分析，提出配電微電網變壓器規格建議與復電策略。接著進行微電網系統饋線阻抗與電力品質分析，可獲得饋線不同位置與微電網各匯流排之短路容量與等效阻抗，據此建立微電網系統最佳關鍵節點補償技術。最後進行以太陽光發電智慧變流器控制及應用饋線電壓調節功能之轉換器進行配電饋線分析，再加入主變壓器有載分接頭的控制模式，完成微電網系統饋線之電力系統與再生能源整合運轉控制策略分析。本計畫的執行除了可以實現配電微電網的有效運轉外，更可提高再生能源併網的滲透率，對節能減碳有極大的助益。

關鍵字: 智慧型電網、分散式發電系統、復電策略、關鍵節點、電壓調節

Abstract

The smart grid has to adopt the advanced sensing systems, communication systems and control technology to ensure it can provide more efficient, economic and security of electricity to users. It would be very helpful to the utility for grid support if the distributed generation (DG) systems with a well regulation function. This project selects the micro grid of the Institute of Nuclear Energy Research (INER) for study. First, this project will propose the power restoration strategy and the related distribution transformers parameters after executing the transient starting simulation in islanding mode. Then the distribution feeder impedance and power quality analysis will be performed to obtain the short circuit capacity and the equivalent impedance at different locations. After that, the optimal critical node for voltage compensation can be found based on the previous analysis results. Finally, this project will execute the feeder voltage compensation analysis with the regulation of photovoltaic (PV) power smart inverter, grid edge var (GEV) compensator and the on-load tap changer of the main transformer. By this way, the integration control strategy of power system and renewable energy system components can be completed. It is concluded that the implementation of this project can extend the effectiveness of the micro grid and improve the penetration of renewable energy grid.

Keywords: Smart Grid, Distributed Generation System, Restoration Strategy, Critical Node, Voltage Regulation

壹、計畫緣由與目的

台灣是個島國，地狹人稠且自產能源匱乏，大部份石化原料像石油、煤及天然氣皆需仰賴進口，不僅原料成本較貴且易受國際市場波動影響及控制，近年來石化原料價格變化劇烈，更造成國家與電力公司重大的負擔。此外，由於台灣經濟的快速發展，造成用電量亦大幅成長，尤其每年夏天之尖峰負載用電常會導致台電系統發電量不足而造成限電的危機。另一方面，因為國人環保意識的抬頭，台電在興建一般大型集中式火力電廠往往遭受到民眾激烈的抗爭，甚至輸、配電變電所與架空鐵塔的興建亦因民眾抗議與路權因素而延後或停止。此外，核能電廠使用放射性化學物質鈾為燃料，由於一般民眾對核災的恐懼與後續核廢料的處理問題皆有相當的疑惑，尤其在日本福島核能電廠發生嚴重的事故後，政府已決定在核四完工運轉後，不再興建核能電廠，且現有核電廠不再延役的策略。

為解決此一問題，目前包含台灣在內的世界各國政府正在大力推廣再生能源(renewable energy)的發電系統，以降低對石化能源的依賴並減緩其對地球的環境衝擊。這其中包含以風力(wind power)、太陽能(solar energy)、生質能(biomass energy)、小型水力(small hydro power)、地熱(geothermal power)及海浪(wave power)等不同發電模式[1]，這些系統的使用能源通常有取之不盡、用之不竭的優點，而且無有害廢氣的產生，是種極為乾淨的能源，對整體環境的衝擊亦最小。而其中之風力與太陽能，更是我國政府未來將大力推廣之主要再生能源發電項目。不同於傳統之大型集中式發電

機組，這些再生能源發電可稱為分散式發電(distributed generation, DG)系統[2]。因為 DG 較一般之大型發電廠更靠近負載，所以可減少電力公司之輸電損失，若經適當的控制則可改善電力品質與供電可靠度，當 DG 裝置容量與數目增加至一定程度，相信對尖峰負載需求的供電能力有極大的幫助，如此將可大幅降低電力公司對發電廠及輸、配電網路的增建壓力。除此之外，更能因此而減少石化能源的使用，降低空氣污染的程度，有效的節能減碳，相信對國家整體能源的規劃會有莫大的助益。

國內外分散式電源正快速發展且併入電力系統之種類、型態及容量漸多，除了須思考因應各類分散式電源併入配電系統之衝擊外，更應研究如何運用不同分散式電源，降低其負面影響並轉化為正面助益，以提昇配電系統更佳之供電品質及供電可靠度。例如可考慮將 DG 納入配電中心做實、虛功率之調度，而非只限制其在尖離峰的功率因數變化，反而可有效利用其快速、連續與較大範圍的虛功變化特性來控制饋線電壓變化，使其電壓大小可維持在正常供電範圍內，又可使饋線損失降至最低[3,4]。另外，近年來由於科技的快速發展，客戶普遍大量使用更為精密的電子控制設備，這些設備對電力品質及供電可靠度要求甚高，若能克服上述孤島運轉[5]的許多問題，則電力孤島運轉將可大幅減少用戶的停電次數與時間。如上所述，為達到此一目的，國、內外電業正積極推動智慧型電網(smart grid)的研究[6]，希望可利用先進的感測系統、通訊系統與控制技術，以確保電力系統能更有效、經濟與安全的將電力提供給用戶。為了達成此一目標，智慧型電網需要下列相關技術的配合，就 DG 方面包括：分散式發電機組與電力系統的併聯、分散式

儲能(distributed storage; DS)裝置的整合及系統相互支援運轉技術；就電力網路的管理方面包括：即時監視、輸配電自動化、需量反應(demand response)、市場管理及通訊網路(communication networks)等技術；就用戶電力管理方面包括：智慧型電錶基礎設施(automatic metering infrastructure, AMI)、智慧型建築/設備(smart buildings/equipment)及智慧型裝置(smart appliances)等技術。有了這些技術與設備，智慧型電網即具有自癒的能力(self healing)，可在用戶供電品質受影響之前發現並解決問題；經由即時測量結果與快速的通訊技術，進行先進集中式的診斷與控制，在電力系統受干擾後，直接對負載、DG與DS設備採取動作，以決定微電網(micro grid, MG)的範圍，並維持其供電穩定(允許孤島運轉)，以利微電網的資源獲得最佳的利用；智慧型電網可自行調整保護設備設定，以適合變更後的系統架構。圖 1.1 所示為一典型之微電網架構圖[7]，此微電網可由電力與能源管理系統(power and energy management systems, PMS/EMS)集中管理 DG、熱能、負載與儲能設備，PMS/EMS 會根據即時管理的模組接收到現在與預測的負載量、發電量與市場資訊，分別適切地執行電力潮流、功率輸出、電力公司電力消耗量、可調度資源及可控制負載的控制，正確分配此微電網運轉期間之熱能與電能，以維持此微電網的正常運轉。

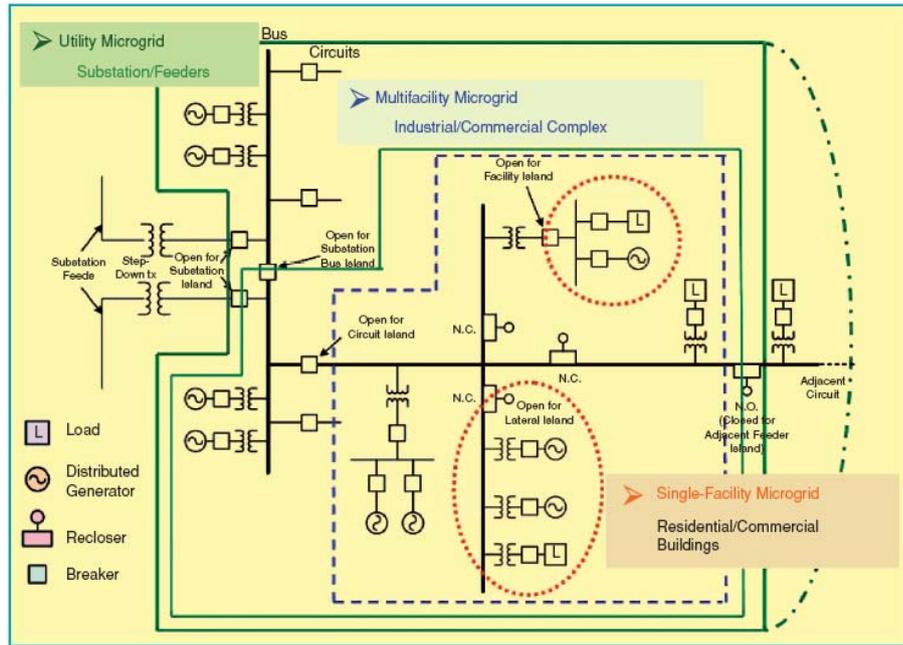


圖 1.1 典型微電網架構圖

為提升供電系統之效能，並達到節能減碳之目標，世界各國莫不積極投入智慧型電網之研究，希望能整合電力系統之發電、輸電、配電與用戶於系統發生故障事故時，能藉由智慧化之偵測與自動控制，避免大停電而達成自我痊癒之目標。同時亦積極鼓勵用戶之參與度，包括分散式發電及需量反應負載控制，達成資產利用最佳化、運轉效率化。因此智慧型電網將應用先進之資訊及自動化科技於電力系統電能之生產與消費。由於未來之智慧型電網除傳統集中式之大型發電外，亦將包含各種不同之分散型發電，如風力發電與太陽光電等。由於此種發電係利用自然能源，其發電量將隨風力、太陽能變化而不易控制。由於電力消費者亦同時可能為電力生產者，造成電力潮流方向之變動，為達成電力系統之穩定，必須藉由需量反應之用戶端負載控制，使用戶端之負載配合系統發電量而作調整，因此電力系統之運轉將更依賴系統即時資料之收集與運算。另一方面，對有先進偵測、通訊與控制技術的智慧型電網而言，

是可執行含 DG 之微電網自主運轉，以提高饋線重要敏感性負載之供電可靠度。但是大部份的 DG 並未執行電壓控制與頻率控制，若欲維持微電網供電的穩定，可在適當的位置加入適當容量的儲能設備，例如電池儲能系統(battery energy storage, BES)等。

核能研究所於早期 2003 年投入再生能源領域研發及建置，包括 100 kW 高聚光型太陽能發電系統(high concentration photovoltaic, HCPV)，其中有 14 座 5 kW 及 21 座 1.5 kW 之太陽能板；垂直式風力機 2 kW 兩台；水平式 25 kW 及 150 kW 永磁同步風力發電機系統，皆與市電併聯運轉發電，並持續開發 kW 級固態氧化物燃料電池(SOFC)及 600 kW 風力發電系統。基於這些研究設施與基礎規模，於 2010 年在所內建置百 kW 級再生能源園區自主式(autonomous)低壓 380 V 微型電網示範系統及其資通訊控制系統，如圖 1.2 所示[8-11]，現階段已完成五座 30 kW 負載箱及電能管理控制系統建置，除了可做單相控制之外，亦可模擬所內部份負載用電特性，如電阻性、電感性、整流性及大型馬達啟動之空調負載。此外已將 21 座 1.5 kW 之 HCPV 併入此微型電網試驗場進行測試。另外於 2011 年建置 65 kW 微氣渦輪機作為微電網之備用電源，並且應用核研所已開發鋰鐵磷電池之儲能系統進行微型電網功率控制補償，朝分散式發電與智慧型電網技術發展方向進行。其中發展分散式能源電力控制與管理技術包括：(1)自主式微型電網系統動態模擬與負載分析技術建立(2)智慧型分散式感測與電力控制技術(3)微型電網專用之分散式發電(DG)電力電子設備研發(4)儲能系統、備載控制與直流供電(5)系統測試情境研究及相關經濟與產業效益分析。為提升微電網系統之供電可靠度，核研所微電網目前除

了在正常供電與台電瑞源變電所之 OQ38 饋線(11.4 kV)併接外，另保有由台電佳安與松樹變電站以二迴路 69 kV 電源供應，經所內之中二變電所變壓器(額定 69 kV/11.4 kV、容量為 10 MVA)降壓的備用迴路 4E-1。即使如此，微電網與台電併網電源仍有可能解聯，若是微電網無法孤島自主運轉，將導致微電網出現全停電，此時如何進行微電網之復電策略就很重要。經由孤島啟動之暫態模擬分析，特別是變壓器突入電流的影響，將可有效的讓微電網順利復電。

智慧型直流電力屋

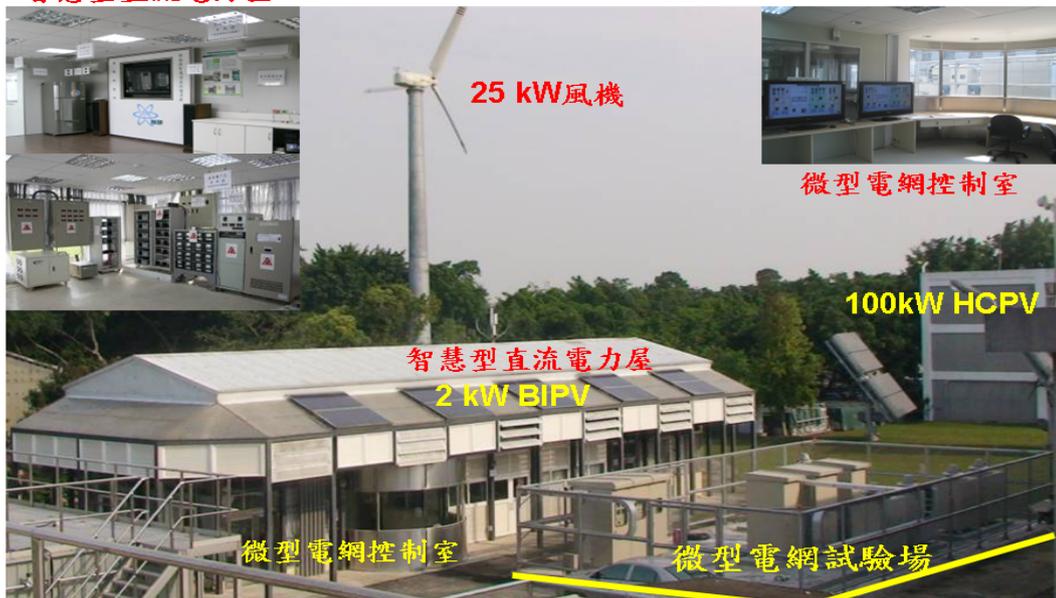


圖 1.2 核研所微型電網試驗場

文獻[12]針對大量太陽光發電系統併接所造成配電饋線電壓的擾動，提出各種不同的解決方法，以及進行模擬分析，並於實際場域得到初步驗證。配電系統及太陽光發電業者之運轉目的大有不同，配電系統運轉目的主要係在考量供電成本下，針對所有用電戶能確保供電可靠度及可用度；而太陽光發電系統業者，則希望能在符合併網規範下輸出最大發電量，且提升電力轉換器之轉換效率及延長運轉壽命，以賣電獲取最大利潤為目的。但卻未曾考慮所造成

配電系統於供電品質不佳或緊急狀況之需求。尤其在配電系統發生故障時，若大量太陽光發電系統停止發電將可能導致系統全黑。因此歐洲各國，如德國已開始發展太陽能智慧換流器，並具備低電壓穿越與虛功率補償之能力，將可輔助系統快速恢復穩定供電。但作者提出針對大量太陽能併入配電網所造成饋線電壓變動問題仍無法完全解決，理由為配電系統亦會對饋線電壓運轉範圍自動進行調整，造成電壓調整器操作過於頻繁而縮短使用壽命；且當配電系統逆送電時之電壓可能過高，若在饋線上所有 PV 併接點，應用智慧換流器消耗虛功率來降低饋線電壓，將可能導致饋線其它地方或末端電壓低於運轉範圍之最低限制值，而要以中央控制方式管理整條饋線電壓運轉在限制值內是非常難實現。美國 Electric Power Research Institute (EPRI) 提出將每一 PV 智慧換流器功因設定在 0.9 落後，以消耗虛功方式來降低 PV 發電所造成併接點電壓上升的問題，然而增加系統損失，亦無法確保饋線電壓運轉在限制範圍之內。除此之外，在配電系統電網邊緣(grid edge)亦即配電饋線上的用戶變壓器二次側所量測到低壓用戶端電壓的變動非常大，且已低於 ANSI 規範最低運轉限值，造成負載用電電壓過低或 PV 換流器跳脫而無法併接運轉發電。此係主要為用戶變壓器之負載功率因數過低所造成的電壓降，因此很難決定配電變壓器有載分接頭(on load tap changer, OLTC)設定與區域網路所需投入電容器的多寡，以及 PV 智慧換流器所需的功率因數設定與虛功率補償大小。儘管在 PV 換流器設定電壓下降率之虛功率補償(Q-V droop)控制，以進行自主式電壓調整，但在多組 PV 換流器同時設定自主式電壓控制下，將可能導致多組 PV 換流器產生虛功率補償追逐現象，以及產

生電壓穩定度的問題。因此，美國加州的智慧換流器工作小組與德國皆針對 PV 換流器的自主式控制曲線(Q-V droop)增加一未作動虛功補償之電壓工作區域範圍(dead-band)[13]。另外，本篇論文主要提出在用戶變壓器之低壓側 PV 併接處，以網路邊緣虛功補償裝置(grid edge var, GEV)取代昂貴的儲能系統，調整低壓用戶端電壓，將可使大量 PV 發電及負載變動所造成的電壓擾動為最小。

本計畫有必要以台電 OQ38 配電饋線(核研所微電網併接饋線)為研究對象，假設饋線有高佔比之太陽光發電系統，可能導致電壓超過限制範圍(0.95-1.05pu)。然後進行以 PV 智慧變流器控制及應用調節饋線電壓功能之轉換器(GEV)進行配電饋線電壓分析，再加入 OLTC 主變壓器的控制，以完成微電網系統饋線之電力系統與再生能源整合運轉控制策略分析。此外，亦須分析此饋線不同位置與微電網各匯流排之短路容量與等效阻抗，據此建立微電網系統最佳關鍵節點補償技術。

貳、研究方法與過程

一、配電微電網孤島啟動之暫態模擬與分析

(一) 微電網基本概念

隨著經濟的發展，民眾對電力的需求越來越大，而傳統電力設備投資集中在火力、水力、核能等大型集中式電源以及遠距離超高壓輸電線路的建設上，因此形成了以大機組、大電網和高電壓為主要特徵的集中式單一供電系統，目前，全世界 90%的電力負載是由這種單一的大電網供電的。但是隨著民眾對供電品質和安全可靠度的要求越來越高，大型電網也逐漸突顯出其脆弱的一面。

另一方面，隨著現今社會對能源需求的增加，可供利用的煤炭、石油等石化能源越來越少，而且諸如煤炭、石油、核能等在發電過程中都會對環境造成嚴重污染。環境問題以及能源危機已成為當今世界的兩大難題，在越來越關注生態環境的保護以及能源的可持續發展下，為保護環境，避免能源危機，開發再生能源成了新興的研究課題。

石化能源的日益枯竭，環境的變遷，大型電網自身的缺陷以及全球電力市場化改革的進行，促使分散式電源 (Distributed Generation, DG) 成為電力系統中新的研究話題。分散式電源，一般指分佈在電力負載附近，容量在數 kW 至數 MW 之間的環保節能的發電裝置。經由小型熱-能結合 (combined heat and power, CHP) 設備，使用戶有機會利用區域內初級燃料發電轉換產生之廢熱能。DG 通常利用引擎發電機

(engine generators)、氣渦輪機(gas turbines)、微渦輪機(micro-turbines,)及燃料電池(fuel cells)發電。小型 kW 等級之 CHP 目前正逐漸地發展中，而這些應用系統結合太陽光電模組(solar photovoltaic, PV)、小型風機(wind power)、小型再生能源(renewables)如生質能、熱與電力儲存設備(heat and electricity storage)及可控負載(controllable loads)等，預期在未來電力供應將扮演極重要之角色，這些相關的技術統稱為分散能量資源(distributed energy resources, DER)。

雖然應用 DER 可降低傳統系統擴建的需求性，然而控制數量龐大的 DER，卻衍生另外一個新挑戰，即如何安全地、有效率地運轉及監控整個網路。此挑戰一部份可藉微型電網(microgrids)加以克服，微型電網本質上藉由更分散化的方式協調各 DER，因此可降低網路的控制負擔，並允許 DER 提供其最大效益。微型電網可以安全地、有效率地運轉於其區域配電網路中，亦有能力獨立孤島(islanding)運轉。微型電網之設計及運轉需要新的科技與技術，另一方面擁有多數 DER 的配電系統則需要相當可觀的運轉控制能力。

表 2.1 比較傳統配電系統、非集中式的能源系統以及微電網的規劃方法之間的主要區別[7]。傳統電網的規劃方法是以集中化發電及經由被動的配電網路傳輸到終端用戶加以設計，在這個架構裡的所有客戶均經由同一個配電變電所供電，故其電力品質幾乎相同。雖然目前的配電系統層級容許小規模 DER 的整合併入，然而整體的佔比率仍被限制而容量較低，以防止對系統的操作協調和傳統控制設備的動作產生

不利影響，因此目前一般 DER 並不能提供電網調節功能，包括電壓調整、無效功率控制及頻率的穩定。

配電網路操作員(DNOs)主要的關切是在具有高 DER 佔比率之主電網電力品質會不會因此被影響。另一方面，分散式能源的運轉主要依存在主電網的發電和電壓/頻率的調節，因此一旦失去了主電網的連結，基本上，DER 並無法傳送此時所急需之任何電力輸出。

表2.1 配電系統、非集中式的能源系統以及微電網的規劃方法

table 1. Distribution system planning approaches.			
	Past	Present	Future
Planning	Conventional Approach	Decentralized Energy Systems	Microgrids
Generation Integration	Centralized On-site, backup generation	Decentralized Low/medium penetration DER	Decentralized Medium/high penetration DER
Load	No differentiation	Load classification based on power quality requirements and controls (e.g., critical/noncritical, controllable/uncontrollable load)	
Distribution Network	Supplied from substation/passive network	Semi-active network	Active network/bi-directional power exchanges
Contingency Management	Frequency-based load shedding, forced power outage	Load shedding, disconnect DER	Islanding and autonomous operation, emergency DRM, power sharing.

在目前的規劃和工程環境下，為了平衡發電與負載，通常採用的偶發狀況處置方式是採用卸載與強迫停電，來管理因上游饋線故障、高壓線路斷聯或者一個大型發電廠停機所引起的電力不足。即使一個大小適當的地區電源可用來供電部分用戶並防止分區輪流停電，但因配電系統的操作方式，以及 DNOs 和獨立發電廠(IPP)二者間的控制缺乏協調，故並不允許部份系統作單獨運轉。

而未來微電網的方法(1)基於同區域 DER 和負載設置地點的協調，促進了一個高效率的能源配送及供應系統，(2)提供一個依據客戶技術喜好與電力品質需求，而具有服務差異性之安全且可靠的電力供應架構，(3)在斷電或能源危機期間，

一個具備足夠的發電容量和平衡的電源，可以脫離主電網而獨立運轉之能量輸配結構。微電網同時利用三套的資源，達到電力平衡和能量管理目的，包括可調度的 DER 控制、需量反應管理(DRM)及與主電網間的電力交換控制。藉由微電網的結構重組電力網路，可以幫助大規模 DER 互聯至中/低壓的配電系統，且提供了一個充分利用 DER 效益的機制。系統化的微電網設計是提供 DER 規劃、大規模的配置及微電網獨立運轉的有效途徑。

圖 2.1 為核研所微電網內部與外部併接線路[9]，微電網內部包括 Zone 1、Zone 2 及 Zone 3，並且形成串並聯之架構，分別供電給 039 館、072 館及 048 館負載。核研所 380 V 微電網包括一個 11.4 kV/380 V(500 kVA)之配電變壓器、6 組 30 kvar 之 LC 濾波器及其自動功率因數調整控制器、微電網與市電併聯用之靜態開關(static switch, SS)。Zone 1 包括兩座 30 kW 負載箱，380 V/208 V 之負載變壓器(150 kVA)供不同電壓等級負載用電，及再生能源發電併聯之 380 V/380 V 變壓器(150 kVA)；另外 21 座 1.5 kW 太陽能板經併網型變流器與微電網併聯供電，由三台單相變流器將太陽能板產生直流電轉為三相電源；1 座 20kW 太陽能發電系統，由 1 台 3 相變流器(台達電)將直流電轉為三相電源；1 部 480 V(65kW)之微氣渦輪機作為微型電網孤島運轉之備用電源；1 部 200kW 之柴油發電機；1 部 100kWh(ABB)之 PCS。Zone 2 包括兩座 30 kW 負載箱，再生能源發電併聯之 380 V/380 V 變壓器(400 kVA)；另外有 19.6 kW 太陽能板經 30kW 併網型變流器與微型電網併聯供

電；1 座 150kW 風力發電機；1 部 480 V(65kW)之微氣渦輪機；1 部台達電之 250kW 儲能系統。Zone 3 包括一座 30 kW 負載箱，再生能源發電併聯之 380 V/380 V 變壓器(150 kVA)；另外有 9.8 kW 太陽能板經 20kW 併網型變流器與微型電網併聯供電；1 座 25kW 風力發電機；1 部 480 V(65kW)之微氣渦輪機。為提升微電網系統之供電可靠度，核研所微電網目前除了在正常供電與台電瑞源變電所之 OQ38 饋線(11.4 kV)併接外，另保有由台電佳安與松樹變電站以二迴路 69 kV 電源供應，經所內之中二變電所變壓器(額定 69 kV/11.4 kV、容量為 10 MVA)降壓的備用迴路 4E-1。本研究將探討當微電網與台電併網電源解聯且微電網無法孤島自主運轉，導致微電網出現全停電時，如何進行孤島啟動之暫態模擬分析，特別是變壓器突入電流導致無法順利復電之問題探討。

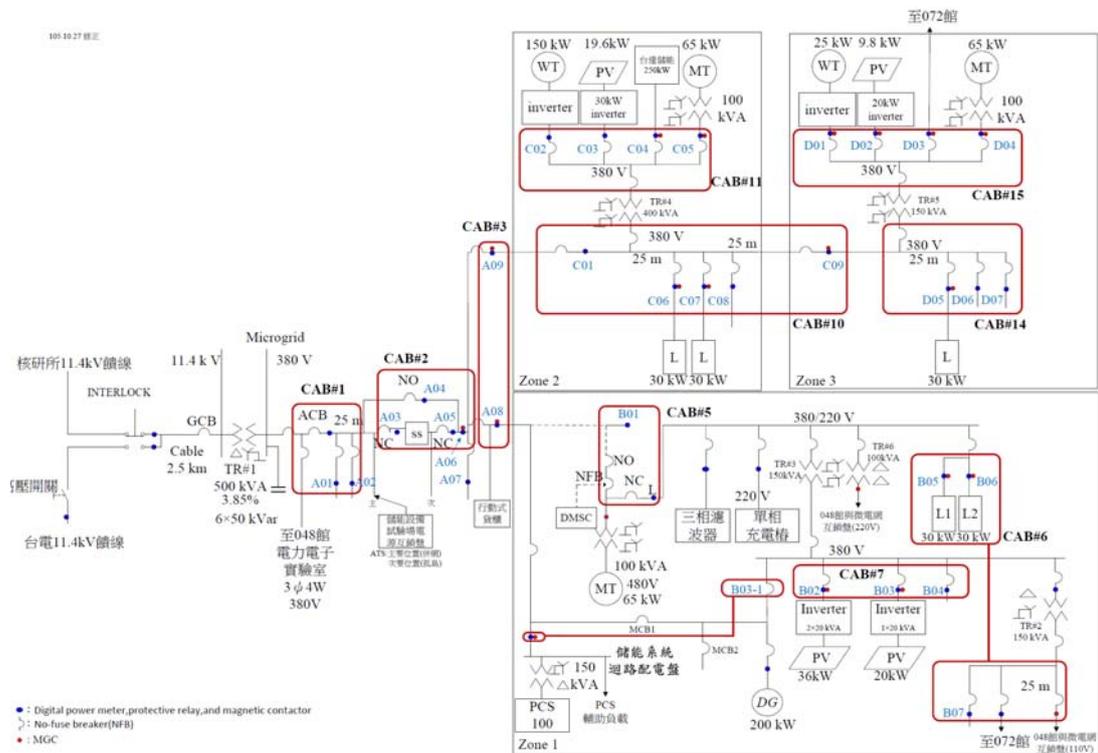


圖 2.1 INER 微型電網系統架構

(二) 變壓器特性與模型

理想上，在無載時，若施加於變壓器一次側的電壓 ($e=E_m \cos \omega t$) 為弦波，則變壓器亦會感應出一弦波的磁通量，如下式所示

$$\phi = -\int \frac{e}{N_1} dt = \frac{E_m}{N_1 \omega} \cos \omega t = \phi_m \cos \omega t \quad (1)$$

然而變壓器的磁化電流(magnetizing current)並不與磁通量成線性的正比關係，其波形有失真的現象出現。圖 2.2 所示為不考慮變壓器磁滯損失(hysteresis loss)時，磁通量與磁化電流的關係圖[14]，磁化電流並非理想的弦波，當變壓器在額定電壓附近運轉時，磁化電流約只為額定電流的 1~2%。

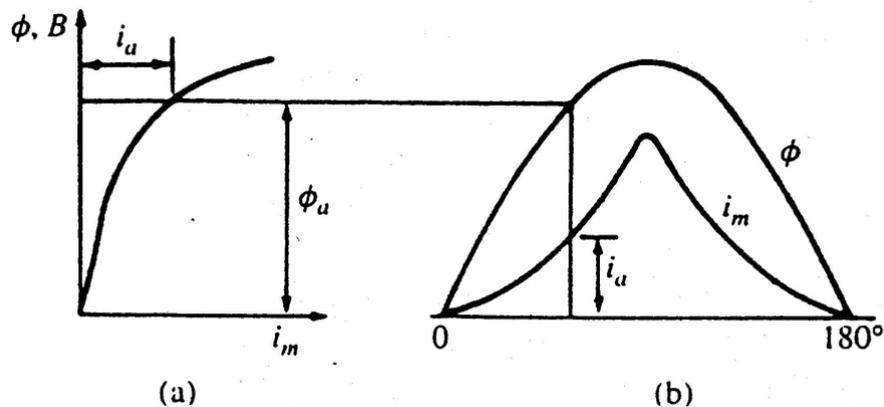


圖 2.2 不考慮磁滯之變壓器磁化現象

若考慮變壓器的磁滯現象時，磁通量與磁化電流的關係如圖 2.3 所示[14]，以最大值為中心的左右波形將不再對稱，此時有較大的零序諧波(特別是 3 級諧波)。

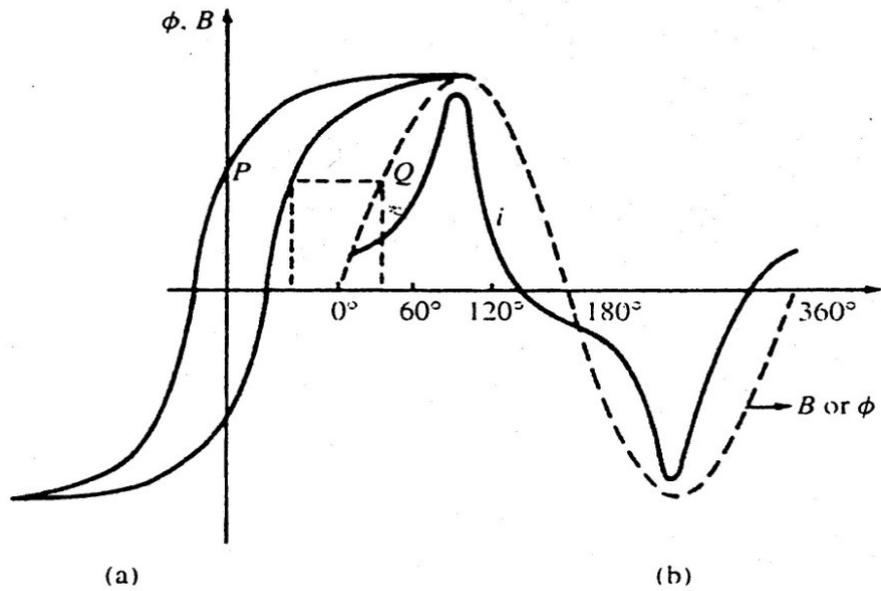


圖 2.3 考慮磁滯之變壓器磁化現象

當變壓器運轉於過電壓時，會造成磁化電流的增加，如圖 2.4 所示[14]。圖中之曲線 A 為磁化電流(額定電流的百分比)、曲線 B 為磁化電流的基本波(總磁化電流的百分比)，曲線 C、D 與 E 則分別為磁化電流的 3、5 與 7 級諧波(磁化電流基本波的百分比)。

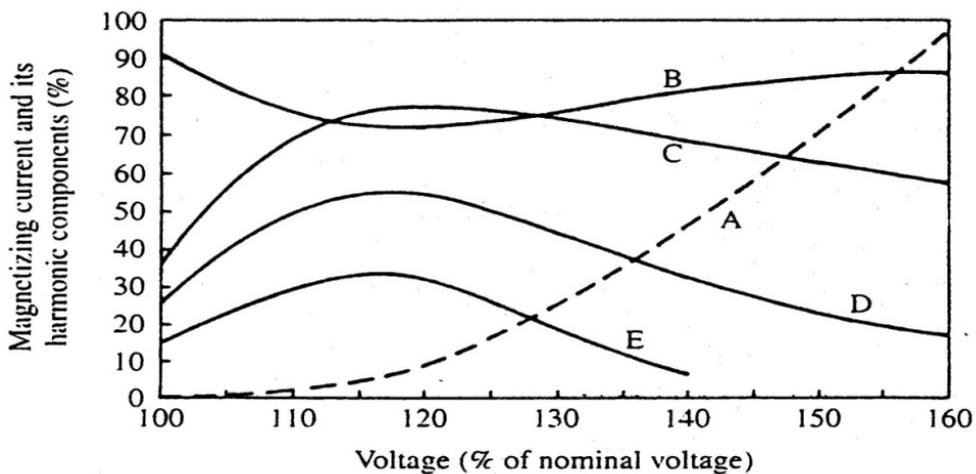


圖 2.4 變壓器激磁電流

當變壓器切離於電源後，會有殘磁(remnant flux)存於鐵心，若其值為 B_r 或 $-B_r$ ，則當此變壓器再次激磁時，其磁通密度與電壓的投入角度(α)有關，當電壓在 0 時投入($\alpha=0$)，磁通密度的峰值為 $2B_{max}$ 或 $2B_{max}+B_r$ ，最大幾乎會達到正常工作磁通密度的 3 倍，如圖 2.5 所示[14]。上述現象會使得變壓器鐵心極度的飽和，導致磁化電流上升至正常值的 5~10 倍，圖 2.6 所示[14]為一 5MVA 變壓器的湧入電流(inrush current)波形。此湧入電流會隨著時間衰減，衰減的速度與一次側繞組的電阻值有關，對大型變壓器而言，由於此電阻值較小，湧入電流甚至會持續幾秒鐘。

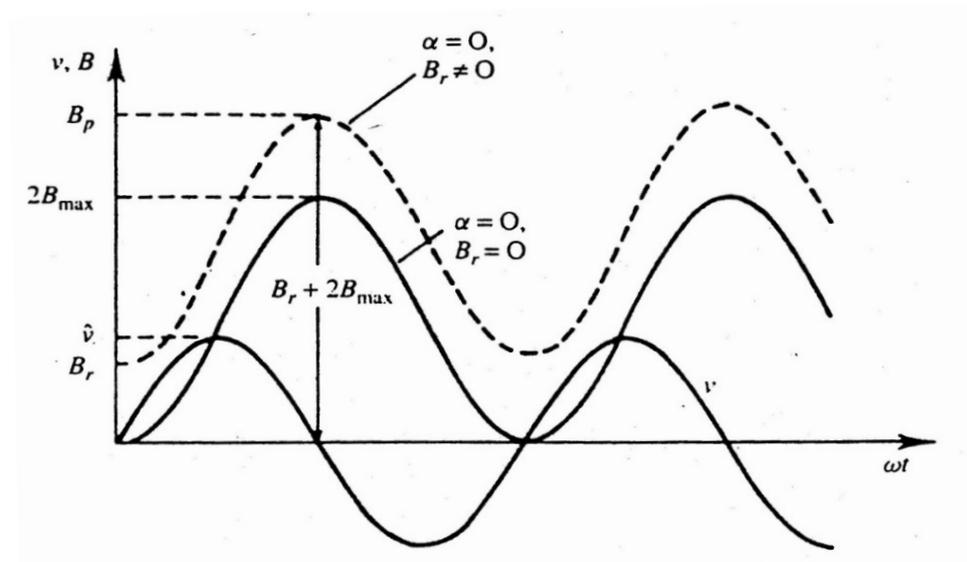


圖 2.5 有無殘磁(B_r)之變壓器磁通密度

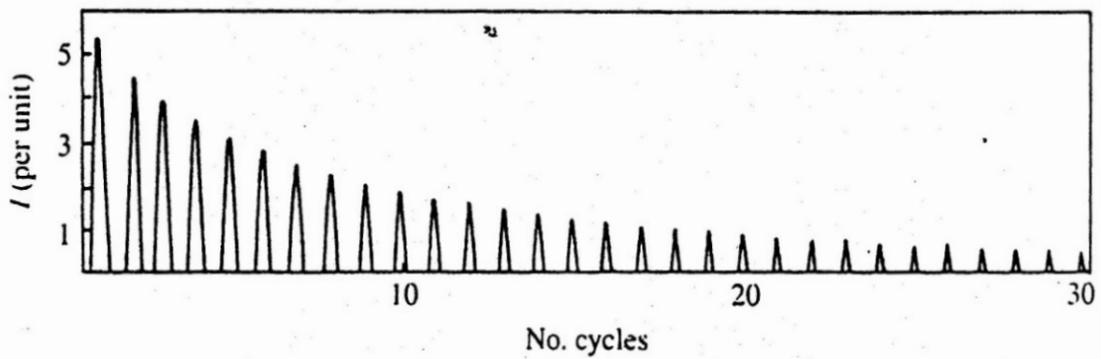


圖 2.6 一個 5MVA 變壓器在 $B_r=1.3T$ 與 $\alpha=0$ 時的湧入電流

單相變壓器之等效電路模型如圖2.7所示[15]。等效電路含有一個匝比為 $N_1:N_2$ 之理想變壓器及代表實際變壓器非理想特性之元件。理想變壓器之繞組電阻為零、無損失、鐵心之導磁係數無限大。理想變壓器之一次側電壓 E_1 ，即為互磁通 ϕ 在一次側繞組上，感生的電動勢電壓；該磁通為鐵心磁通的一部分，並與一次側繞組及二次側繞組交鏈。假設磁通為弦波

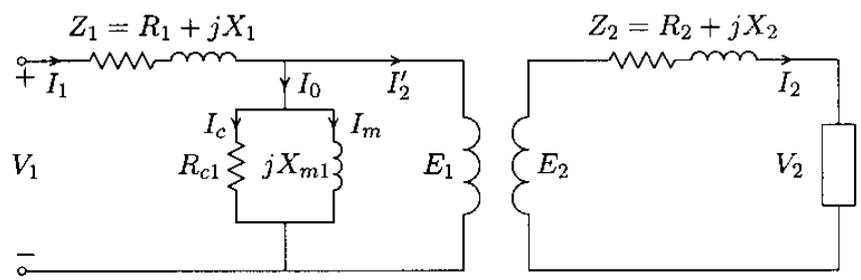


圖 2.7 變壓器等效電路模型

$$\phi = \Phi_{\max} \cos \omega t \tag{2}$$

則瞬時電壓 e_1 為

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} = -\omega N_1 \Phi_{\max} \sin \omega t = E_{1\max} \cos(\omega t + 90^\circ) \tag{3}$$

同樣地，跨於理想變壓器二次側之有效值電壓 E_2 ，即為互磁通

ϕ 在二次側繞組上，感生的電壓

$$E_2 = 4.44fN_2\Phi_{\max} \quad (4)$$

對於理想變壓器，從 可從上列各式得到

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_2'} = \frac{N_1}{N_2} \quad (5)$$

欲獲得變壓器之性能特性，可利用參考至同一側之等效電路模型圖2.8所示[15]。根據克希荷夫電壓定律(KVL)，二次側之電壓方程式為

$$E_2 = V_2 + Z_2 I_2 \quad (6)$$

從理想變壓器的關係式中，二次側感應電壓與電流分別為

$$E_1 = \frac{N_1}{N_2} V_2 + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_2 I_2' = V_2' + Z_2' I_2' \quad (7)$$

其中

$$Z_2' = R_2' + jX_2' = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 R_2 + j\left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 X_2 \quad (8)$$

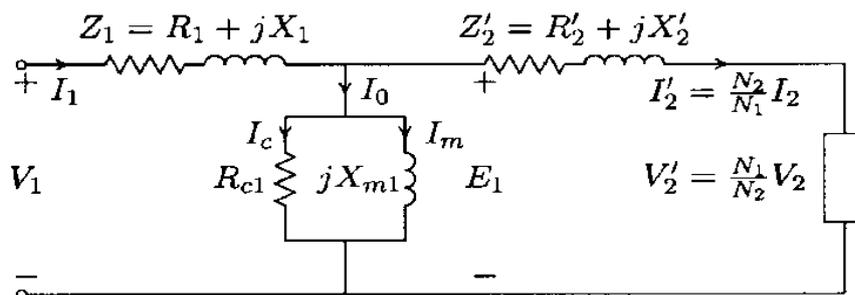


圖 2.8 變壓器等效一次側電路模型

從變壓器之開路與短路試驗，易於求得近似等效電路之參數。在開路試驗中，將額定電壓加於其中一繞組，而另一繞組

則保持開路；聯接儀表以測量輸入電壓 V_1 、無載輸入電流 I_0 、及輸入實功率 P_0 。假如二次側開路，則參照後之二次側電流 I_2' 為零，而且僅有一小的無載電流取自電源，亦可忽略一次側電壓降，等效電路可簡化如下圖所示[15]。

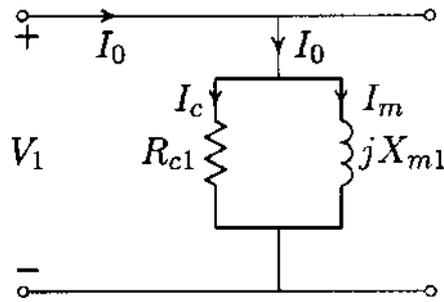


圖2.9 變壓器開路試驗等效模型

既然二次側繞組銅損（電阻性實功率耗損）為零，且一次側銅損可以忽略，因此，無載輸入實功率 P_0 即代表變壓器之鐵心耗損，稱為鐵損（iron loss）。並聯元件 R_{c1} 與 X_{m1} 可從下式決定：

$$R_{c1} = \frac{V_1^2}{P_0} \quad (9)$$

無載電流的兩個分量為

$$I_c = \frac{V_1}{R_{c1}} \quad \text{and} \quad I_m = \sqrt{I_0^2 - I_c^2} \quad (10)$$

因此，磁化電抗為

$$X_{m1} = \frac{V_1}{I_m} \quad (11)$$

由以上的說明可知道變壓器空載投入所產生的激磁電流大小與投入的時間點、變壓器的參數及剩磁大小有絕對的關係，若不考慮剩磁大小，最大的激磁電流是發生在變壓器投入

於電壓波形在零的時間點。

(三) 核研所配電微電網孤島啟動之暫態模擬與分析

接著於 SimPowerSystems 軟體建立核研所微電網織架構圖，並輸入變壓器相關參數，如圖 2.10 所示[16]。包含一個 11.4kV 的三相電壓源(台電系統)與一個 380V 的三相電壓源(電池儲能系統)、一個 11.4kV/380V 的 500kVA 變壓器(TR1)、一個 380V/380V 的 400kVA 變壓器(TR4)與 5 個開關元件(CB1-CB5)。

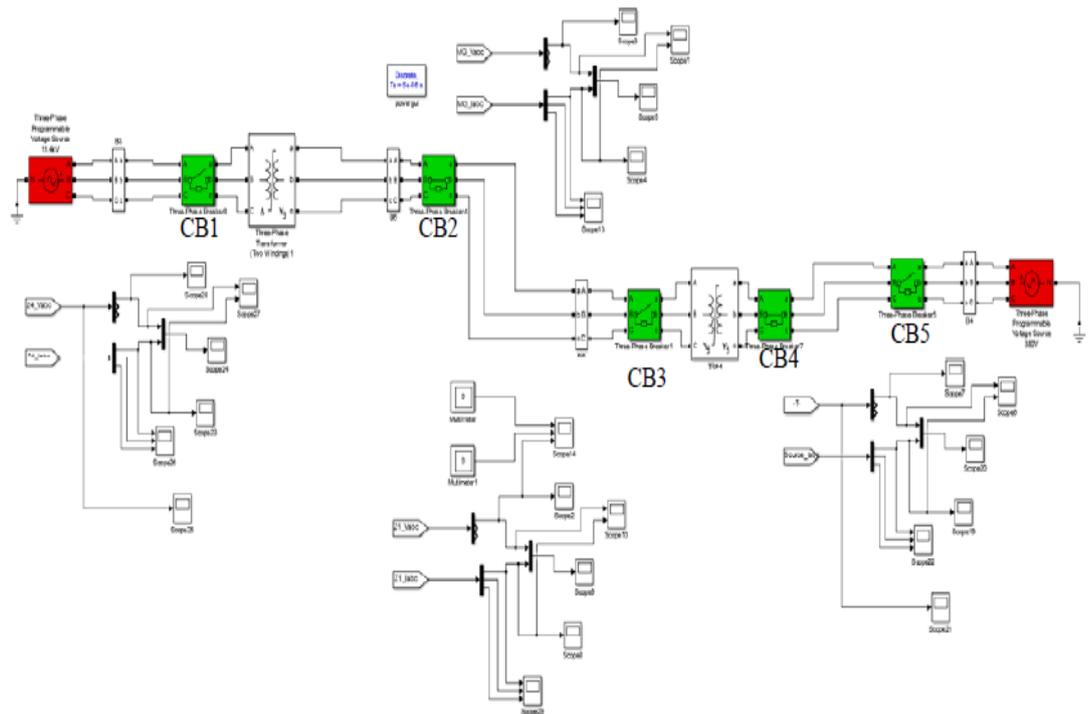


圖 2.10 建立於 SimPowerSystems 之 INER 微電網架構圖

二、微電網系統饋線阻抗與電力品質分析

首先要收集核研所微電網所併接之 OQ38 饋線資料，接著於 Cyme Psaf 程式建立研究系統單線圖，並計算各匯流排之等效阻抗，最後使用公式計算各匯流排電壓之靈敏度分析。

(一) OQ38 饋線資料收集

瑞源D/S的OQ38的11.4kV饋線，主變容量為30MVA、主變阻抗值為16.05 %、161kV側短路容量為8570MVA、11.4kV側短路容量為182.97MVA。另外，斷路器的額定電壓為13.8kV、額定電流為630A、額定容量為15.058MVA、額定短路電流為12kA，其單線圖如圖2.11所示。核研所責任分界點(OQ-3)併接於此饋線約3.5km處，再使用3C#1電纜約900公尺，微電網併接於此處。

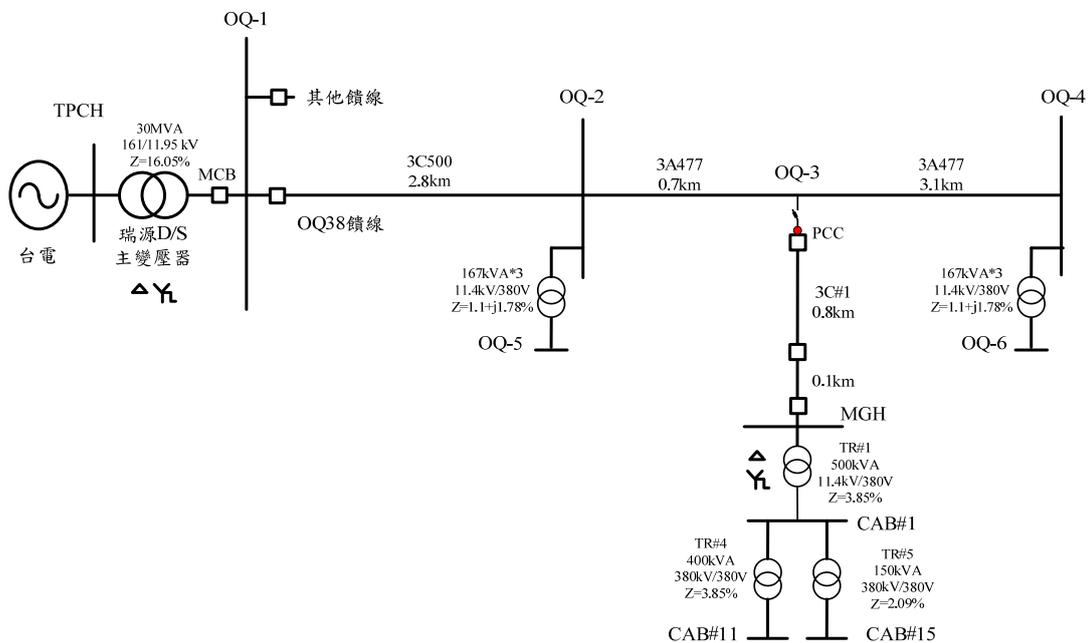


圖 2.11 OQ38 饋線單線圖

(二) 研究系統饋線阻抗分析

使用Cyme Psaf程式[17]建立研究系統單線圖(包括微電網高、低壓),並輸入相關電力元件參數,計算饋線於不同位置(高壓側與低壓側)之短路容量(S_{sc})與等效阻抗(R 與 X 值)。另外,亦將分析微電網高壓與低壓匯流排的短路容量與等效阻抗。

(三) 研究系統饋線電力品質分析

在 IEC 61400-21 中對風機與系統併聯所造成之穩態電壓變動率提供一種簡易評估方法,其公式如(12)所示[18]。使公式可應用至其它分散式電源(DG),固本研究將由上面所求得各匯流排的短路容量與等效阻抗,帶入公式,據此匯流排的穩態電壓變動率大小。

$$\begin{aligned}\Delta V(\%) &= 100 \times \frac{S_{DG}}{S_{sc\min}} \times |\cos(\psi_k + \varphi)| (\%) \\ &= S_{DG} \times VVF(\%) \end{aligned} \quad (12)$$

其中

S_{DG} : DG 之最大輸出能力

$S_{sc\min}$: 拼接點之系統最小三相短路容量

Ψ_k : 電網阻抗角($\tan^{-1}(X_k/R_k)$)

φ : DG 輸出功因角

VVF : 電壓變動因子(voltage vaiation factor)

三、微電網系統最佳化關鍵節點補償技術分析

由上述微電網系統饋線阻抗與電力品質分析的技術，可獲得饋線不同位置與微電網各匯流排之短路容量與等效阻抗，然後進行各匯流排(節點)之靈敏度分析，據此建立微電網系統最佳關鍵節點補償技術。

四、應用調節饋線電壓功能之轉換器進行補償分析

以台電 OQ38 配電饋線為研究對象，假設饋線於不同位置裝設有太陽光發電系統，高佔比的 PV 發電加入饋線時，有可能導致電壓超過限制範圍(0.95-1.05pu)。

(一) 探討未進行控制之配電饋線電壓變動分析

於 OpenDSS 程式[19]建立該饋線單線圖，輸入 24 小時負載資料，所有 PV 發電量隨著日照度大小變化輸出，且其功率因數維持在 1.0。接著進行負載潮流分析，分析配電饋線各匯流排之電壓大小。當饋線之 PV 併網滲透率持續增加時，PV 併網責任分界點之電壓變動率將超過 3%，且電壓大小亦可能超過 1.05pu。

(二) 使用具調節饋線電壓功能之轉換器進行補償分析

如上所述，當饋線之 PV 併網滲透率持續增加時，饋線電壓變動率與電壓大小皆可能超出運轉規範。為改善此一電壓擾動現象，將探討使用 PV 智慧變流器(SI)與調節饋線電壓功能之轉換器(GEV)進行控制。

首先探討使用 PV 智慧變流器，控制其功因大小(0.9lagging~0.9leading)，使饋線電壓大小降至規定內。將於

OpenDSS 程式建立 PV 智慧變流器控制曲線，在進行 PV 再生能源發電調控前，須了解智慧變流器所提供之調控功能。目前本國所販售之智慧變流器，絕大多數都具備 VDE-AR-N 4105 所規定之功率因數調控之功能，其中功率因數調控之依據，是根據目前變流器輸出功率與其額定容量之比例進行調控，且可設定 P1 至 P4 四個工作點，每個工作點可設定功率因數超前或落後，範圍介於 1.0 至 0.9 之間，其調整量為 0.01，即精度為 1%。相對於功率因數設定，其輸出功率所對應之功率因數調整，除 P1 與 P4 兩點固定為 0% 與 100% 外，其餘兩點可根據配電系統之需求進行調整，範圍為 0% 至 100% 之間。其 VDE-AR-N 4105 所定義之功率因數對輸出功率之調控方式，如圖 2.12 所示[20]，功率因數 $\cos\phi$ 調整能力需符合圖 2.13 所示[21-23]，且容量須滿足下列限制：

$$\sqrt{P_{pv,i}^2 + Q_{pv,i}^2} \leq S_{inv,i} \quad (13)$$

其中 $P_{pv,i}$ 、 $Q_{pv,i}$ 、 $S_{inv,i}$ 分別為位於匯流排 i 之太陽光電力轉換器之實功率輸出、虛功率輸出與額定容量。

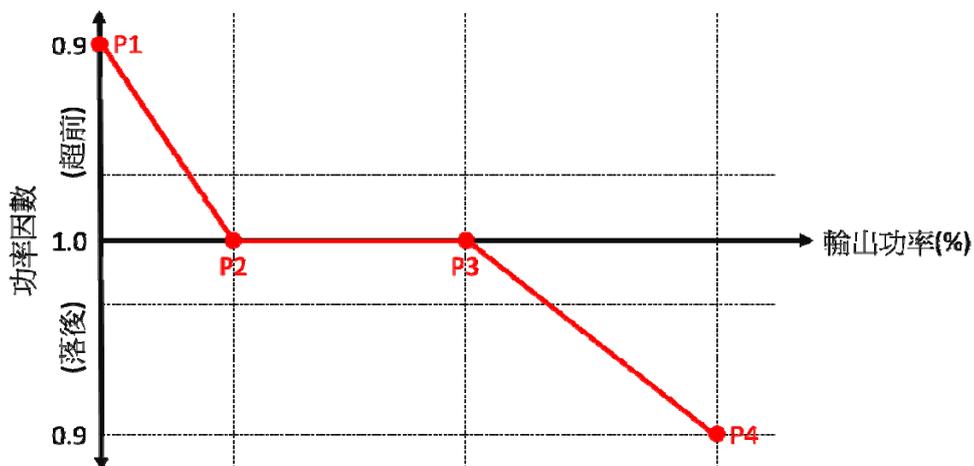


圖 2.12 VDE-AR-N 4105 功率因數對輸出功率之調控曲線

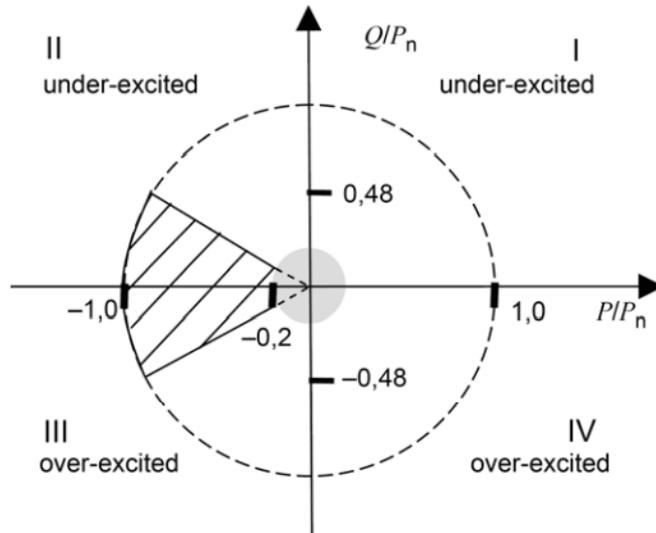


圖 2.13 $\cos\phi=0.9$ 功率三角形

調節饋線電壓功能之轉換器(GEV)與 PV 智慧變流器功能類似，不同的是其只具有虛功率調控的功能。本計畫規劃以此轉換器來調整局部電壓過高或太低的現象。轉換器的虛功率控制範圍設定為 PV 最大發電量的 0.48 倍(即功率因數 0.9)，檢視其對饋線電壓大小的影響。

五、微電網饋線之電力系統與再生能源整合運轉控制策略分析

在前一步驟的工作項目完成了未進行控制、以PV智慧變流器控制及應用調節饋線電壓功能之轉換器進行配電饋線電壓分析，然而，並未加入變電所OLTC主變壓器的控制，此項研究將再一次執行此三項分析，但是要加入由OLTC主變壓器的控制。台電配電等級之OLTC主變壓器共有17個分接頭位置可供調節，可設定範圍由0.8996~1.1004間，據此進行微電網系統饋線之電力系統與再生能源整合運轉控制策略分析，圖2.14為加入 SI、GEV與OLTC控制之系統架構圖。

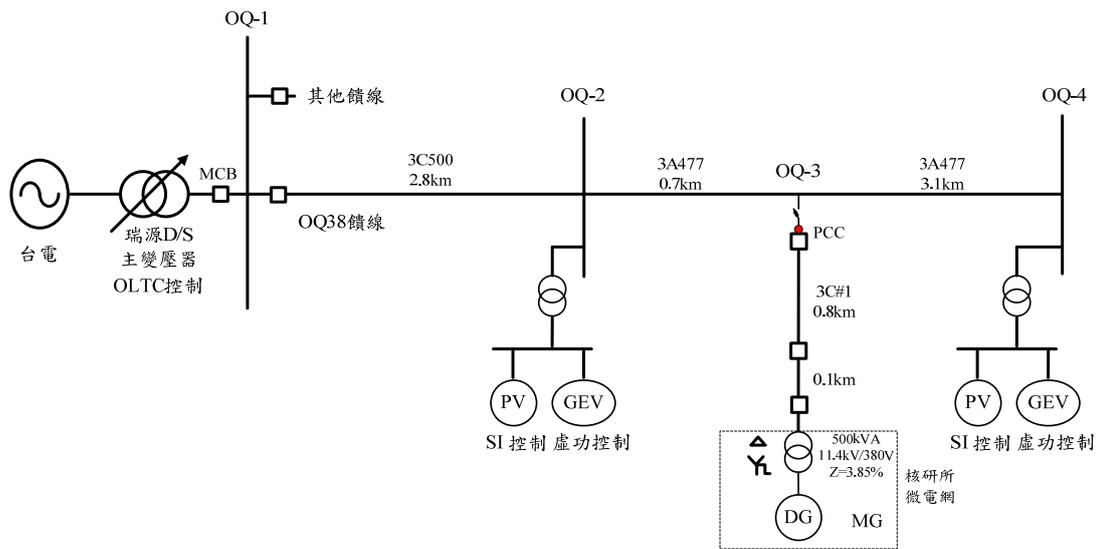


圖 2.14 OQ38 饋線控制單線圖

參、主要發現與結論

一、核研所配電微電網孤島啟動之暫態模擬與分析

(一) 變壓器規格建議(模擬情境一)

接著於 SimPowerSystems 軟體進行孤島啟動之模擬，情境一模擬由市電端在不同時間點逐步投入所內變壓器，並調整變壓器參數，檢視變壓器投入後之激磁電流大小。初始 CB 狀態 open 的有 CB1、CB3、CB4、CB5，CB2 狀態則為 close。圖 3.1 為 TR1 之輸入參數，考慮變壓器的飽和特性，但不考慮剩磁。圖 3.2 為 TR4 之輸入參數，一、二次側之 R 與 L 為 0.0122pu/0.0365pu，Rm 為 400pu，考慮變壓器的飽和特性，但不考慮剩磁，部分繞組與飽和參數將做修改。圖 3.3 為本計劃使用之變壓器磁飽和特性曲線，除了原點外，另有二點需要設定，例如圖 3.2 中設定之參數為(0.01,1)與(1,1.2)。CB1 於 0.01843 秒時 close，即投入變壓器 TR1。CB3 則於如圖 3.4 中之不同時間點 close (0.51150 秒、0.51288 秒、0.51426 秒、0.51564 秒、0.51702 秒、0.51811 秒、0.51840 秒、0.51978 秒)，以模擬變壓器 TR4 投入所產生的激磁電流大小。

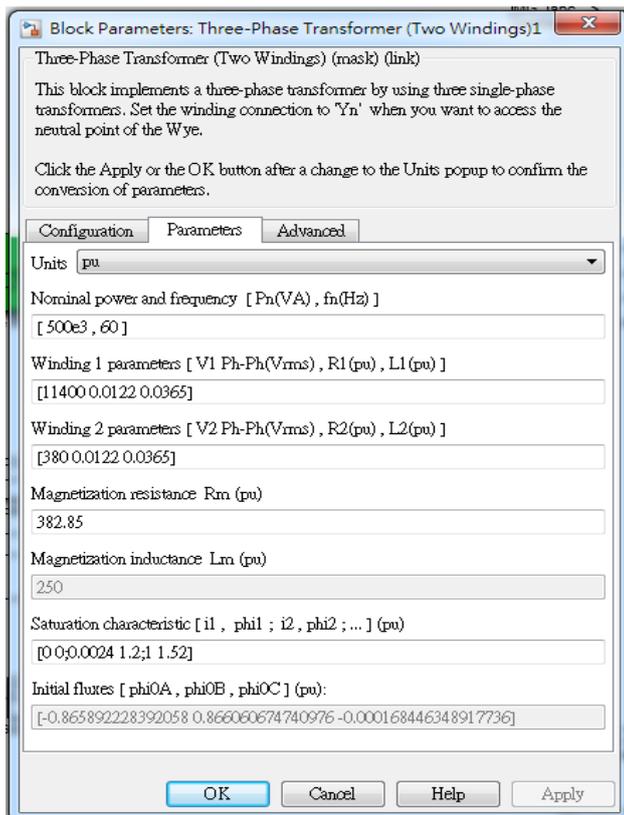


圖 3.1 TR1 變壓器參數

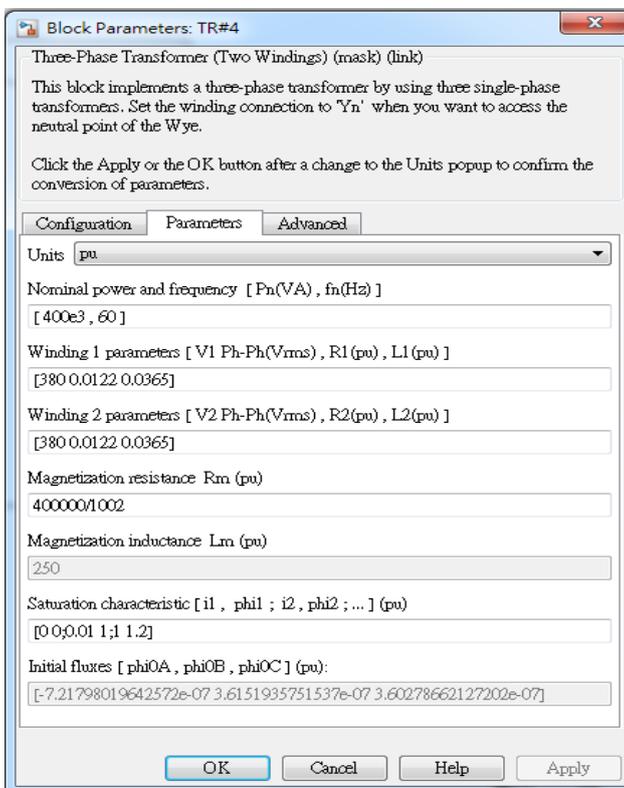


圖 3.2 TR4 變壓器參數

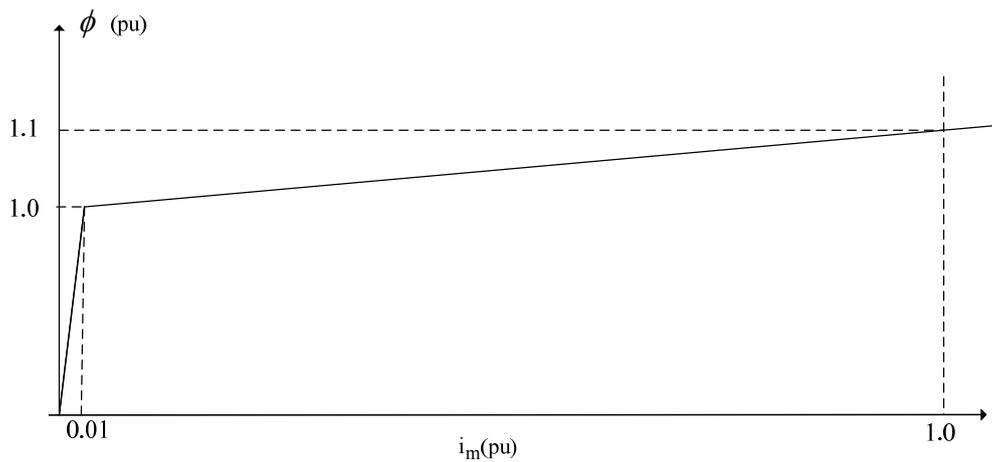


圖 3.3 變壓器磁飽和特性曲線

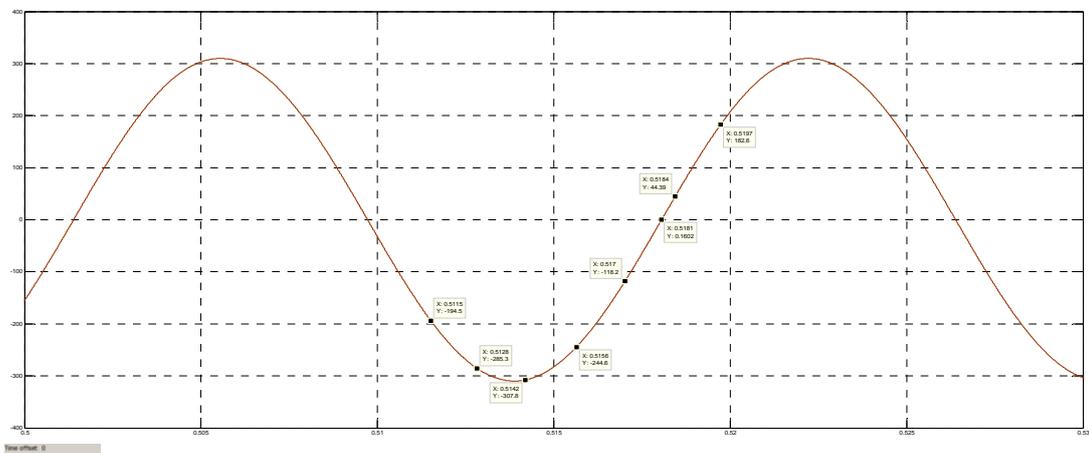


圖 3.4 情境一 TR4 變壓器投入時間點

1. 情境 1A: 不同的投入時間

此節模擬 TR4 變壓器在不同投入時間，產生的激磁電流大小，此時之變壓器磁飽和特性曲線設為 $[0 \ 0; 0.01 \ 1; 1 \ 1.2]$ 。CB3 分別於 0.51150 秒、0.51288 秒、0.51426 秒、0.51564 秒、0.51702 秒、0.51811 秒、0.51840 秒、0.51978 秒投入系統，圖 3.5~圖 3.12 為模擬所得之三相激磁電流波形，並將其初始最大值整理於表 3.1。於不同切入時間的最大湧入電流變化相當大，於 0.51811s 切入時(電壓 0 點)，有最大的湧入電流，其值為 2247A。

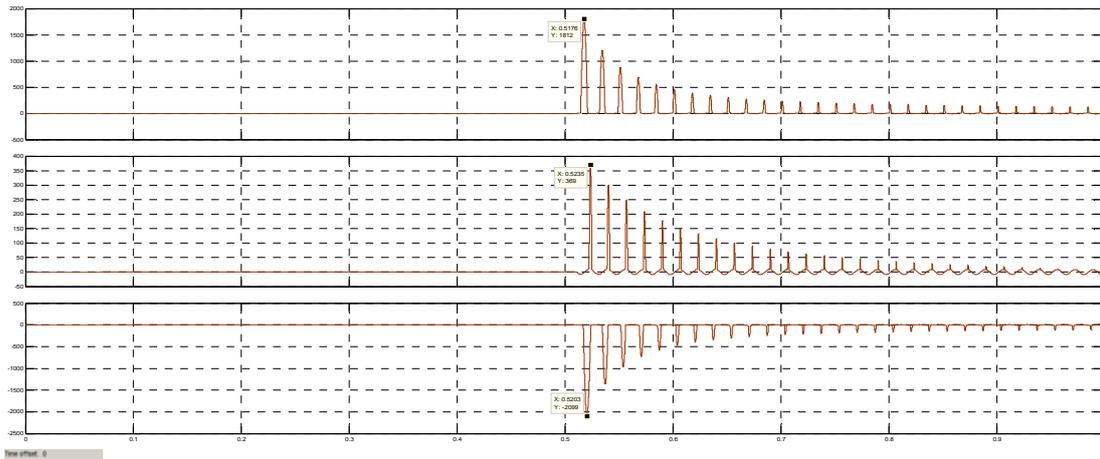


圖 3.5 情境 1A 於 0.51150 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形

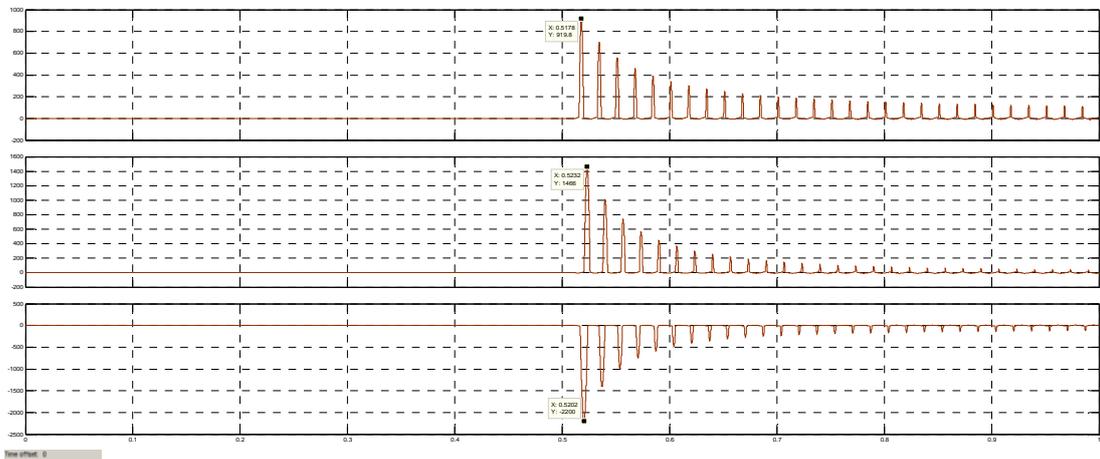


圖 3.6 情境 1A 於 0.51288 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形

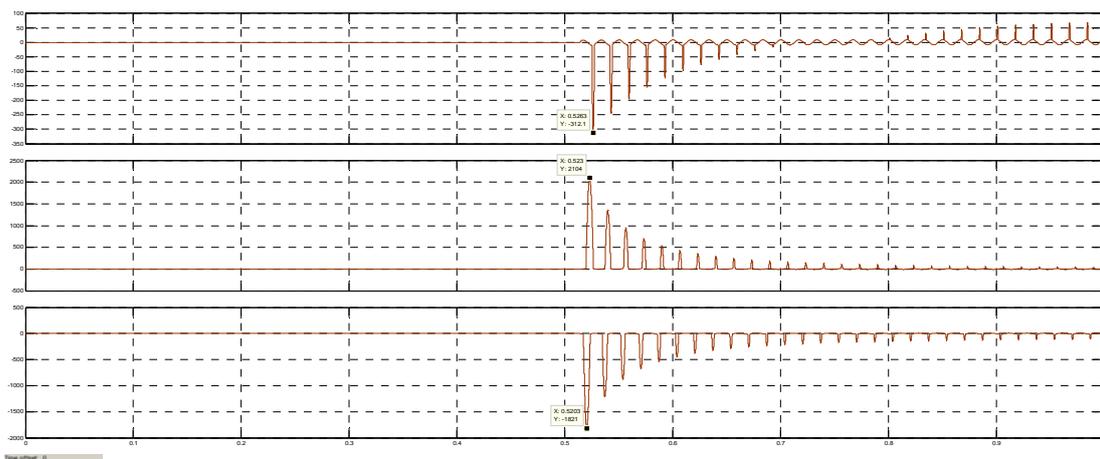


圖 3.7 情境 1A 於 0.51426 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形

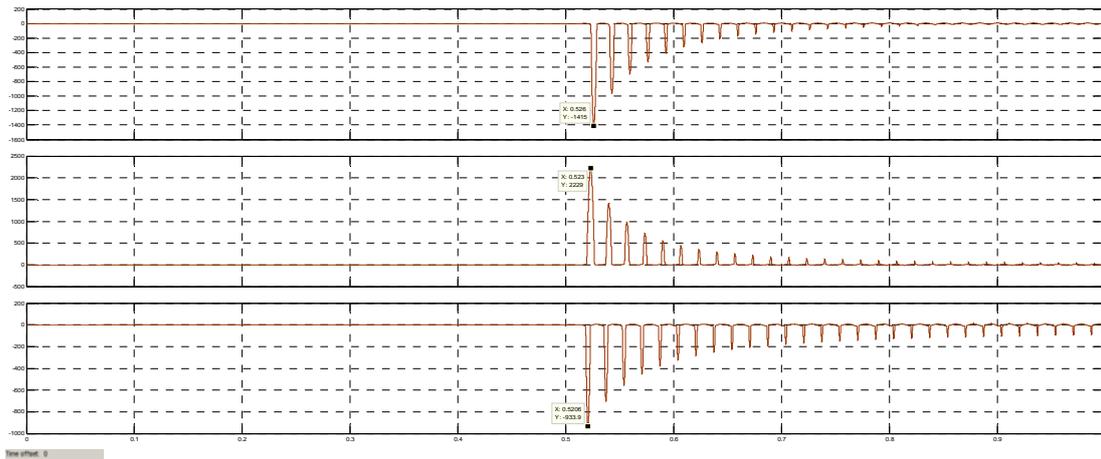


圖 3.8 情境 1A 於 0.51564 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形

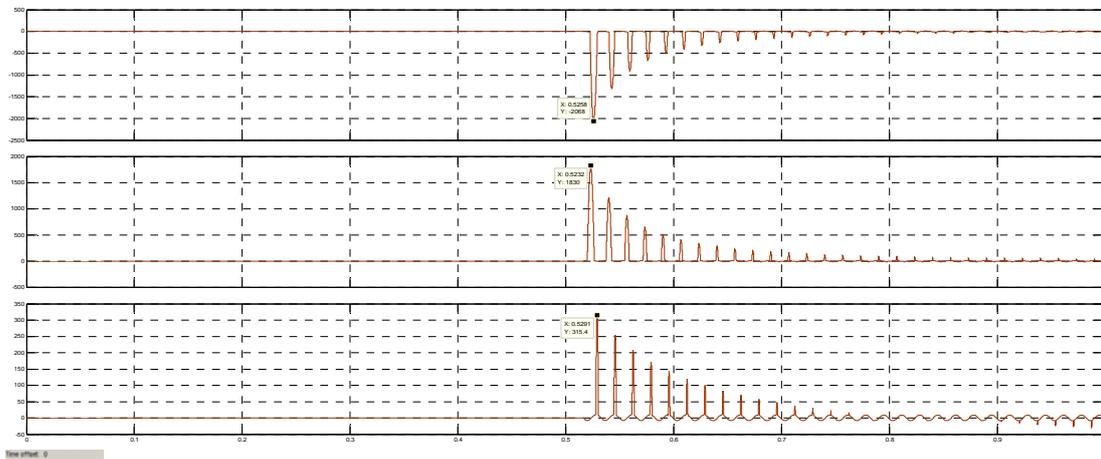


圖 3.9 情境 1A 於 0.51702 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形

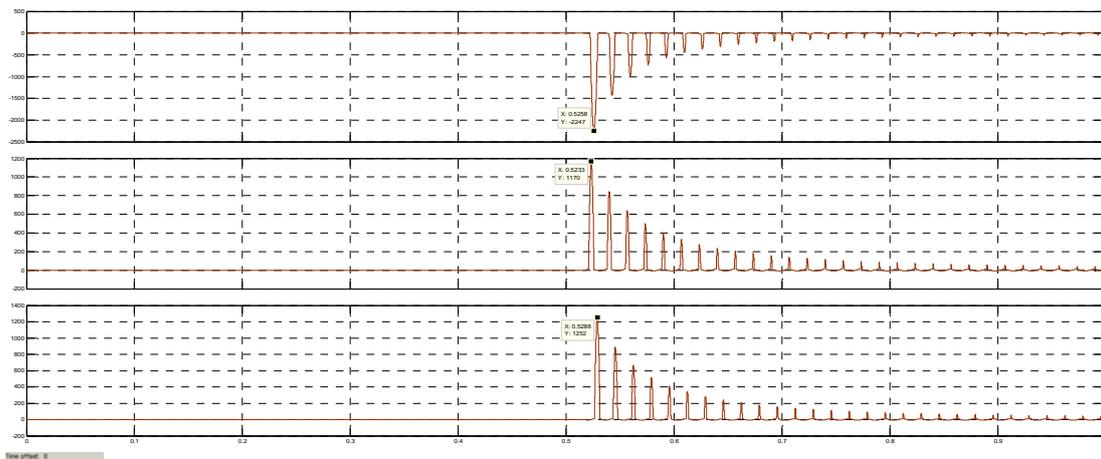


圖 3.10 情境 1A 於 0.51811 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形

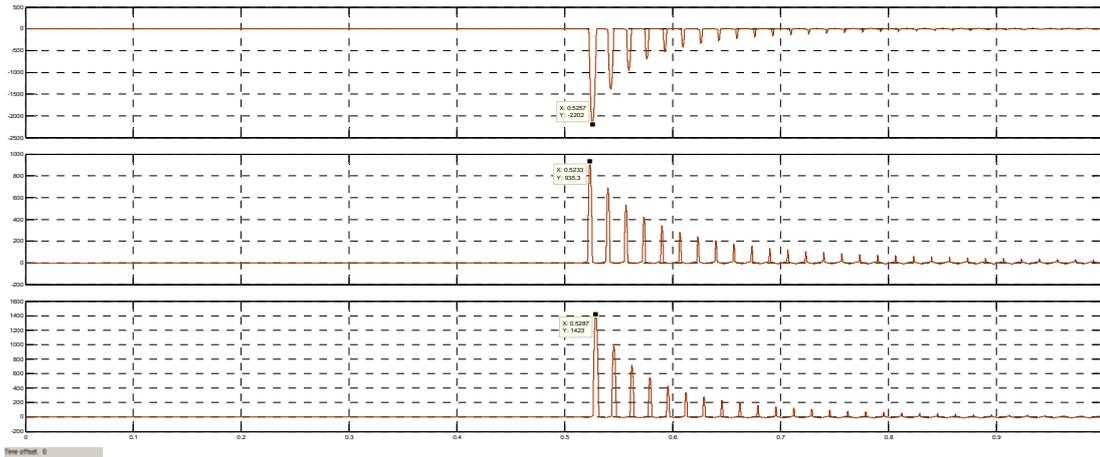


圖 3.11 情境 1A 於 0.51840 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形

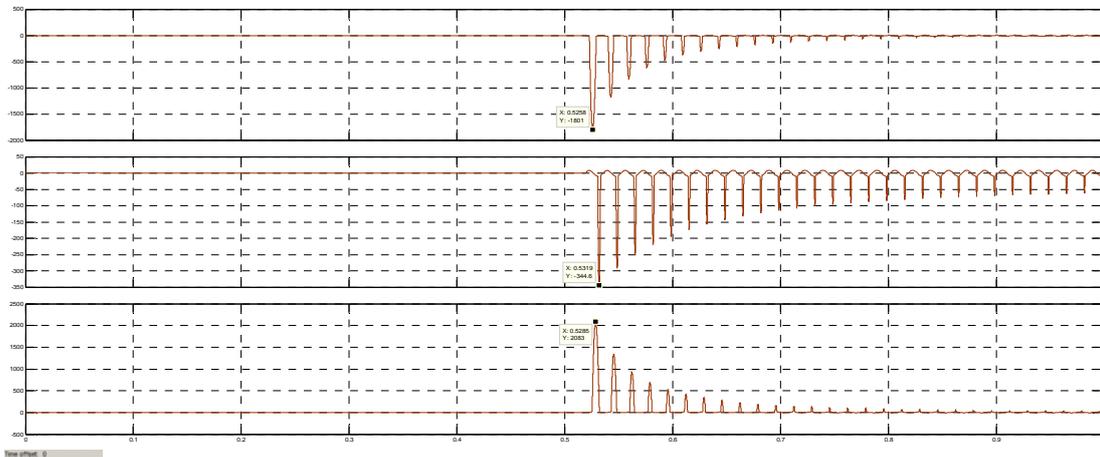


圖 3.12 情境 1A 於 0.51978 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形

表 3.1 情境 1A 於不同時間投入 TR4 變壓器之三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.51150	1812	369	-2099
0.51288	919.8	1466	-2200
0.51426	-312.1	2104	-1821
0.51564	-1415	2229	-933.9
0.51702	-2068	1830	315.4
0.51811	-2247	1170	1252
0.51840	-2202	935.3	1423
0.51978	-1801	-344.6	2083

2. 情境 1B:不同的飽和參數

此節模擬 TR4 變壓器在不同的飽和參數產生的激磁電流大小，此時之變壓器磁飽和特性曲線設為[0 0;0.01 1;1 1.2]。CB3 分別於 0.51150 秒、0.51288 秒、0.51426 秒、0.51564 秒、0.51702 秒、0.51811 秒、0.51840 秒、0.51978 秒投入系統，改變穩態 Im 大小(飽和曲線第二點)，將其值分別設定為 0.01pu、0.02pu、0.03pu 時，其初始最大值模擬結果如表 3.2~表 3.4 所示。結果發現於 0.51811s 切入時，最大湧入電流分別為 2247A、2238A、2229A，變化不大。

表 3.2 情境 1B 於 Im 為 0.01pu 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.51150	1812	369	-2099
0.51288	919.8	1466	-2200
0.51426	-312.1	2104	-1821
0.51564	-1415	2229	-933.9
0.51702	-2068	1830	315.4
0.51811	-2247	1170	1252
0.51840	-2202	935.3	1423
0.51978	-1801	-344.6	2083

表 3.3 情境 1B 於 Im 為 0.02pu 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.51150	1805	373.8	-2091
0.51288	918	1462	-2191
0.51426	-317.3	2096	-1815
0.51564	-1411	2220	-932
0.51702	-2060	1823	320.7
0.51811	-2238	1167	1250
0.51840	-2193	933.4	1419
0.51978	-1795	-349.6	2074

表 3.4 情境 1B 於 I_m 為 0.03pu 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.51150	1799	378.6	-2082
0.51288	916.2	1458	-2182
0.51426	-322.5	2088	-1808
0.51564	-1407	2211	-930.1
0.51702	-2052	1817	325.9
0.51811	-2229	1163	1247
0.51840	-2184	931.5	1415
0.51978	-1788	-354.6	2066

接著修改變壓器磁飽和特性曲線設為 [0 0;0.02 1;1 1.1]。CB3 分別於 0.51150 秒、0.51288 秒、0.51426 秒、0.51564 秒、0.51702 秒、0.51811 秒、0.51840 秒、0.51978 秒投入系統，改變飽和參數(曲線第三點)，將其值分別設定為 1.1pu、1.4pu、1.6pu 時，其初始最大值模擬結果如表 3.5~表 3.7 所示。結果發現於 0.51811s 切入時，最大湧入電流為 3028A、1467A、1094A，鐵芯飽和較嚴重時，最大湧入電流越大。圖 3.13~圖 3.16 則分別為飽和參數設定值為 1.1pu、1.2pu、1.4pu、1.6pu 時之三相激磁電流波形。

表 3.5 情境 1B 飽和參數 1.1pu 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.51150	2482	536	-2854
0.51288	1292	2032	-2984
0.51426	-455.6	2861	-2494
0.51564	-1968	3021	-1311
0.51702	-2832	2506	460.1
0.51811	-3028	1628	1713
0.51840	-3006	1320	1981
0.51978	-2481	-499.7	2848

表 3.6 情境 1B 飽和參數 1.4pu 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.51150	1173	236.8	-1366
0.51288	585.2	938	-1435
0.51426	-201.3	1367	-1179
0.51564	-905.8	1453	-594.3
0.51702	-1339	1180	203.5
0.51811	-1467	747.4	802.3
0.51840	-1429	592.8	910.5
0.51978	-1161	-222.2	1348

表 3.7 情境 1B 飽和參數 1.6pu 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.51150	870.8	175.8	-1017
0.51288	432.1	693.3	-1069
0.51426	-149.9	1016	-875.6
0.51564	-669.6	1080	-438.8
0.51702	-995.1	874.4	151.6
0.51811	-1094	552.4	593.3
0.51840	-1063	437	673
0.51978	-860.6	-165.4	1001

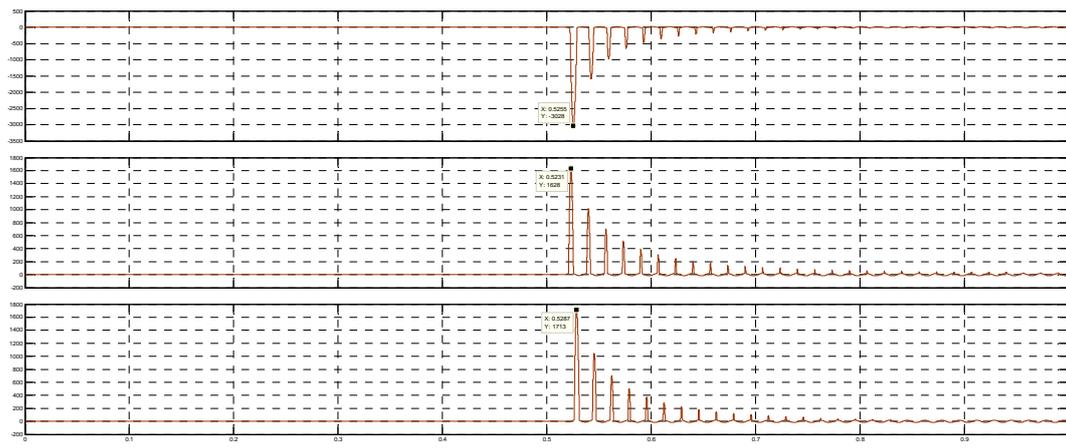


圖 3.13 情境 1B 於 0.51840 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形 (飽和參數設定[0 0;0.02 1;1 1.1])

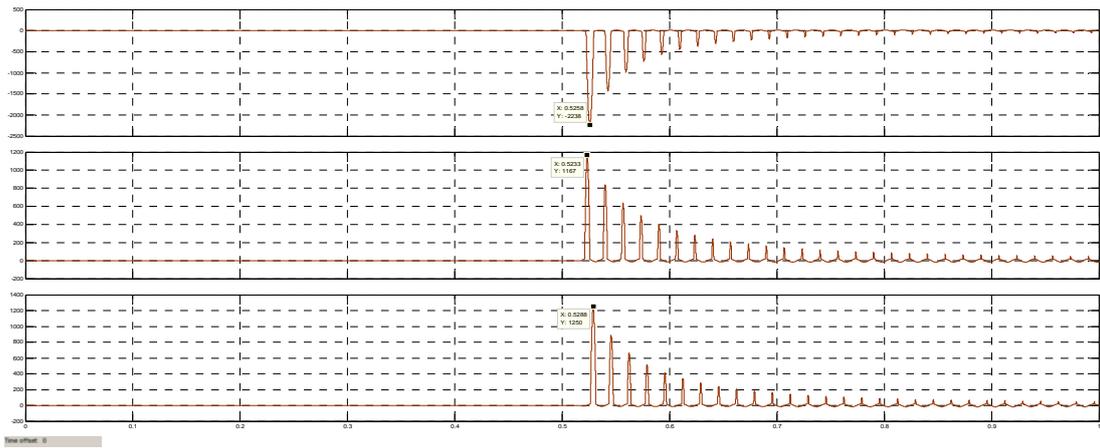


圖 3.14 情境 1B 於 0.51840 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形
(飽和參數設定[0 0;0.02 1;1 1.2])

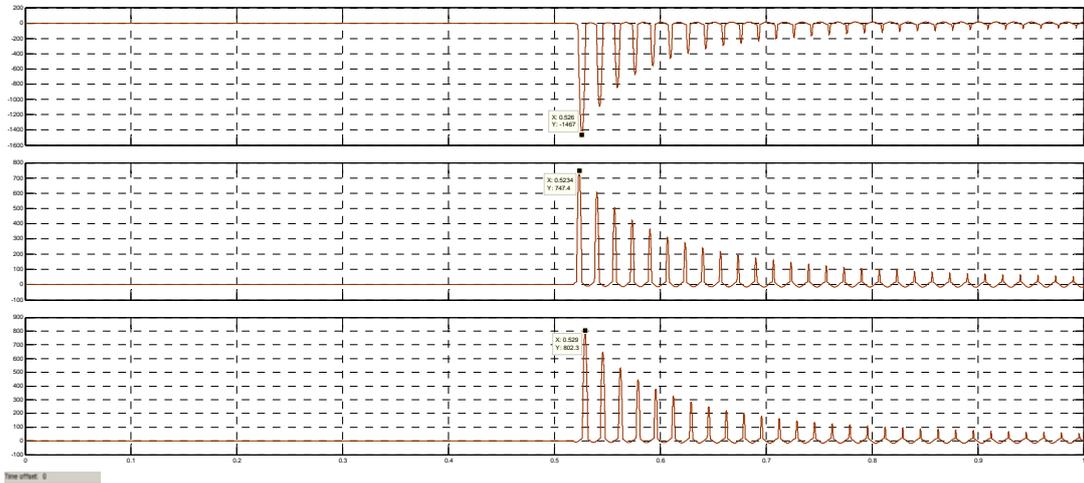


圖 3.15 情境 1B 於 0.51840 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形
(飽和參數設定[0 0;0.02 1;1 1.4])

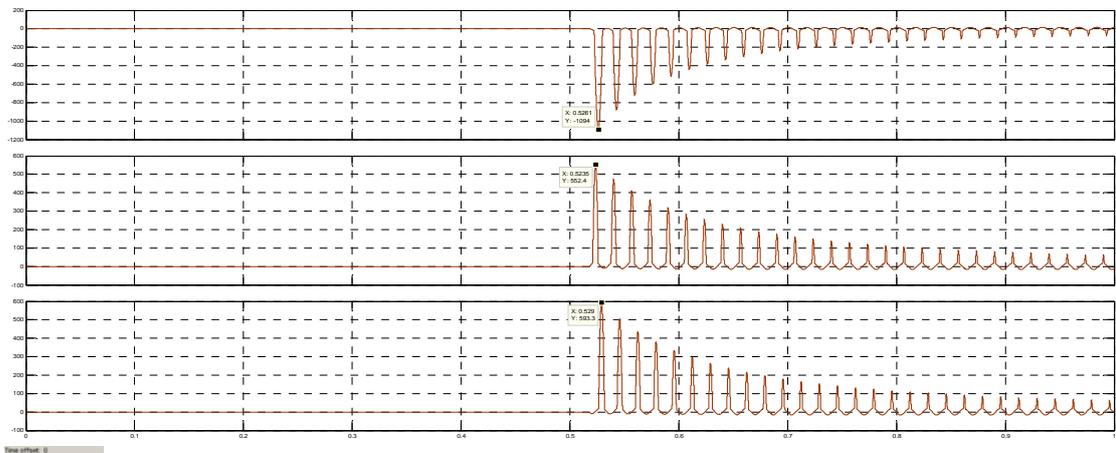


圖 3.16 情境 1B 於 0.51840 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形
(飽和參數設定[0 0;0.02 1;1 1.6])

3. 情境 1C:不同的繞組參數

此節模擬 TR4 變壓器繞組之 R 與 L 在不同的參數產生的激磁電流大小，此時之變壓器磁飽和特性曲線設為[0 0;0.02 1;1 1.1]，CB3 於 0.51811 秒投入系統，TR4 之一、二次側之 L 為 0.0365pu，一、二次側之 R 為 0.0122pu 與 0.0244pu。圖 3.17 與圖 3.18 分別為模擬所得之 A 相激磁電流波形，並將其初始 5 個週期之電流大小整理於表 3.8。結果發現當 R 值由 0.0122pu 變為 0.0244pu 時，最大湧入電流由 3028A 降為 2908A，電阻值變大，湧入電流變小且衰減較快，但影響輕微。

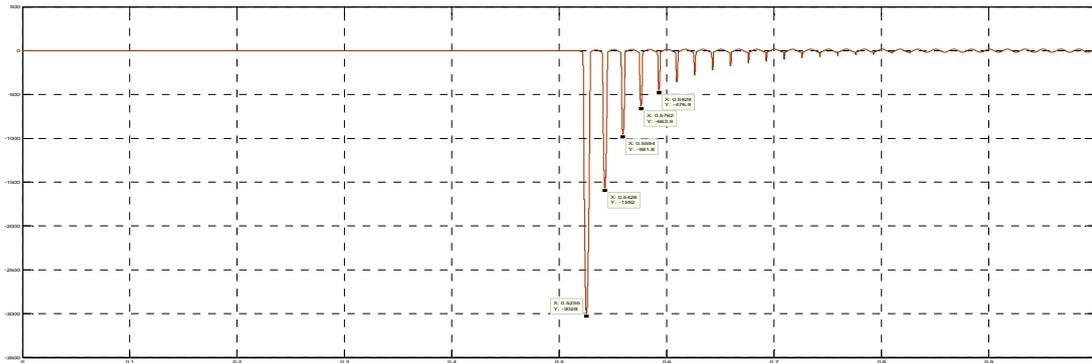


圖 3.17 情境 1C 於 0.51840 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形 (R 為 0.0122pu/ L 為 0.0365pu)

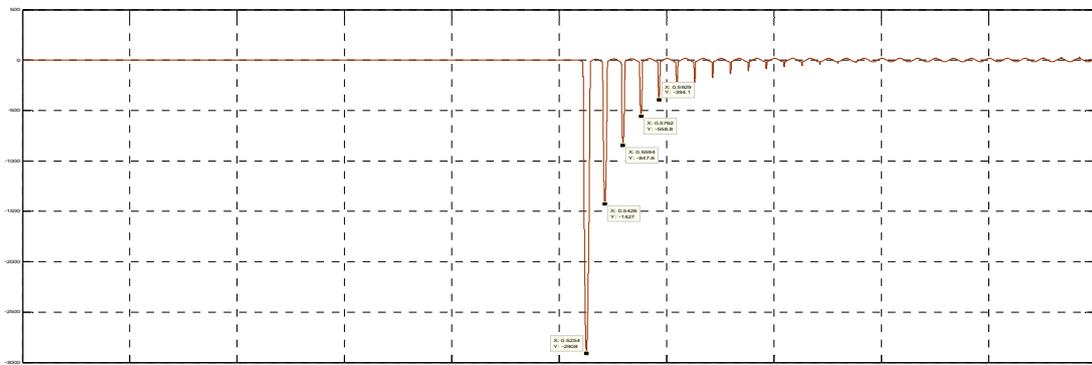


圖 3.18 情境 1C 於 0.51840 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形 (R 為 0.0244pu/ L 為 0.0365pu)

表 3.8 情境 1C TR4 變壓器 R 變化時之 A 相初始激磁電流大小

繞組參數	第1峰值 (A)	第2峰值 (A)	第3峰值 (A)	第4峰值 (A)	第5峰值 (A)
R1=0.0122 X1=0.0365	-3028	-1592	-981.8	-663.9	-476.9
Decay rate	1	0.5258	0.3242	0.2193	0.1575
R1=0.0244 X1=0.0365	-2908	-1427	-847.6	-558.8	-394.1
Decay rate	1	0.4907	0.2915	0.1922	0.1355

接著將 TR4 之一、二次側之 R 設為 0.0122pu，一、二次側之 L 為 0.0465pu。圖 3.19 為模擬所得之 A 相激磁電流波形，並將其初始 5 個週期之電流大小整理於表 3.9。結果發現當 L 值由 0.0365pu 變為 0.0465pu 時，最大湧入電流由 3028A 降為 2921A，感抗值變大，湧入電流變小但衰減時間變長，但影響輕微。

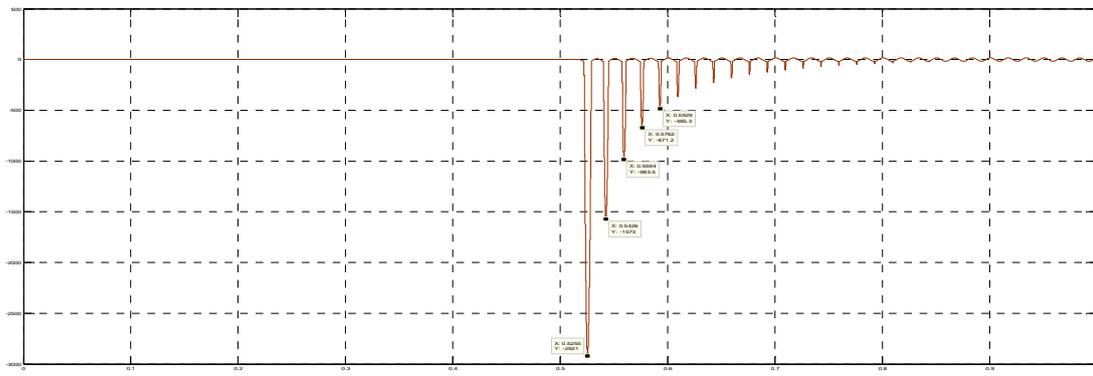


圖 3.19 情境 1C 於 0.51840 秒投入 TR4 變壓器之三相激磁電流波形 (R 為 0.0122pu/ L 為 0.0465pu)

表 3.9 情境 1C TR4 變壓器 L 變化時之 A 相初始激磁電流大小

繞組參數	第1峰值 (A)	第2峰值 (A)	第3峰值 (A)	第4峰值 (A)	第5峰值 (A)
R1=0.0122 X1=0.0365	-3028	-1592	-981.8	-663.9	-476.9
Decay rate	1	0.5258	0.3242	0.2193	0.1575
R1=0.0122 X1=0.0465	-2921	-1573	-983.5	-671.2	-485.3
Decay rate	1	0.5385	0.3367	0.2298	0.1661

經由微電網孤島啟動之暫態模擬與分析，研究變壓器不同參數對激磁電流的影響，建議變壓器繞組具較高阻抗與較小 X/R 比，鐵芯飽和程度較低，湧入電流會較小。此外，重新檢討微電網內過電流電驛的保護設定與使用緩啟動功能，亦是解決斷路器因過高的湧入電流而跳脫的很好方法。

(二) 配電微電網與低壓微電網之復電策略(模擬情境二)

情境二模擬由所內 Zone 2 的電池儲能系統當做孤島啟動電源，並在不同時間點投入 TR4 變壓器，變壓器的繞組參數設為 $R1=0.0122pu$ ， $X1=0.0365pu$ ，飽和參數設為 $[0 \ 0; 0.02 \ 1; 1 \ 1.1]$ ，模擬電源在不同啟動電壓時之激磁電流大小。初始 CB 狀態 open 的有 CB1、CB2、CB3、CB4，CB5 狀態則為 close。CB4 則於如圖 3.20 中之不同時間點 close (0.02051 秒、0.021898 秒、0.023286 秒、0.024674 秒、0.02501 秒、0.026062 秒、0.02745 秒、0.02884 秒)，以模擬變壓器 TR4 投入所產生的激磁電流大小。

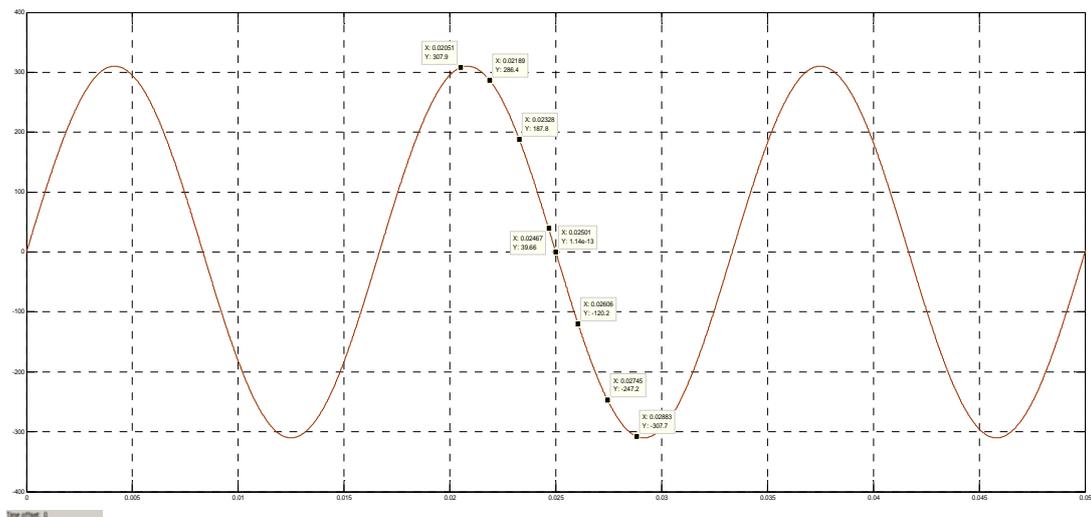


圖 3.20 情境二 TR4 變壓器投入時間點

1. 情境 2A:不同的投入電壓大小

此節模擬 TR4 變壓器在不同投入時間與電壓時，所產生的激磁電流大小。CB4 分別於 0.02051 秒、0.021898 秒、0.023286 秒、0.024674 秒、0.02501 秒、0.026062 秒、0.02745 秒、0.02884 秒投入系統，改變 Zone 2 的電池儲能系統電壓，將其值分別設定為 380V、350V、300V 時，其初始最大值模擬結果如表 3.10~表 3.12 所示。結果發現在不同切入時間的最大湧入電流變化相當大，於 0.02501s 切入時(電壓零點)，有最大的湧入電流，其值分別為 4202A、3598A、2568A。加載電壓越大時，最大湧入電流越大。因此應用電池儲能系統的緩啟動(soft start)功能，即可解決湧入電流過大，導致系統全黑啟動失敗的問題。圖 3.21~圖 3.23 分別為電壓設定為 380V、350V、300V 時，於 0.02501 秒投入 TR4 變壓器之 A 相磁通量、激磁電流與電壓大小。

表 3.10 情境 2A 電壓 380V 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.020510	651.2	3497	-3926
0.021898	-1893	4176	-2751
0.023286	-3495	3928	-656.4
0.024674	-4176	2755	1889
0.02501	-4202	2328	2365
0.026062	-3929	661.6	3492
0.027450	-2752	-1893	4176
0.028840	-657.4	-3494	3928

表 3.11 情境 2A 電壓 350V 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.020510	188	2929	-3337
0.021898	-1401	3571	-2220
0.023286	-2927	3338	-193.3
0.024674	-3573	2223	1397
0.02501	-3598	1816	1851
0.026062	-3339	198.6	2925
0.027450	-2221	-1400	3574
0.028840	-194.4	-2927	3338

表 3.12 情境 2A 電壓 300V 之 TR4 變壓器三相初始激磁電流大小

Phase Current Switch Time(sec)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)
0.020510	15.28	1956	-2329
0.021898	-531.6	2546	-1303
0.023286	-1954	2331	-15.29
0.024674	-2546	1306	527.8
0.02501	-2568	925.7	958.8
0.026062	-2332	15.31	1952
0.027450	-1303	-530.9	2546
0.028840	-15.3	-1954	2331

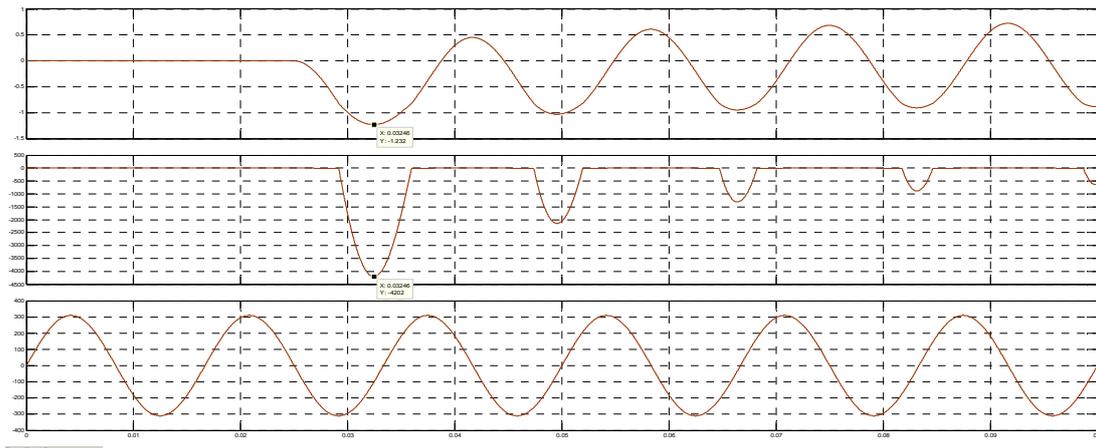


圖 3.21 情境 2A 於 0.02501 秒投入電壓 380V 之 TR4 變壓器 A 相
磁通量、激磁電流與電壓大小

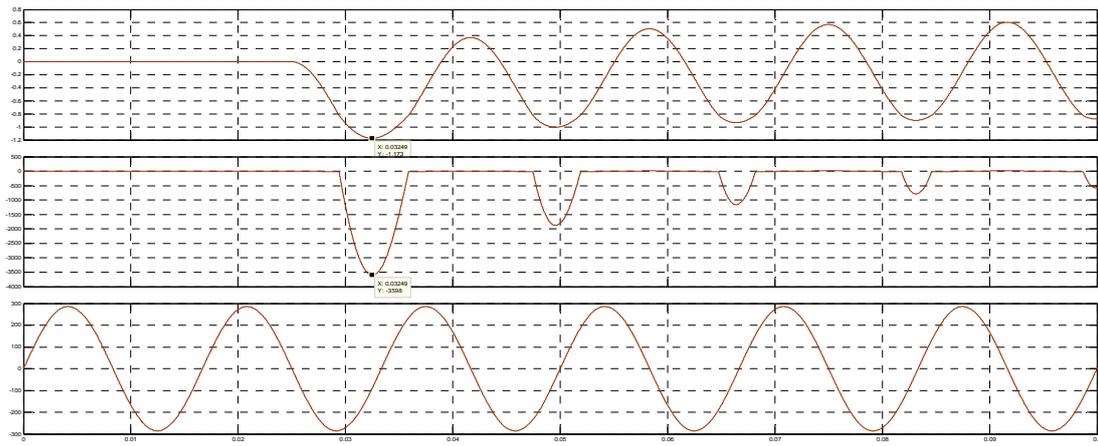


圖 3.22 情境 2A 於 0.02501 秒投入電壓 350V 之 TR4 變壓器 A 相
磁通量、激磁電流與電壓大小

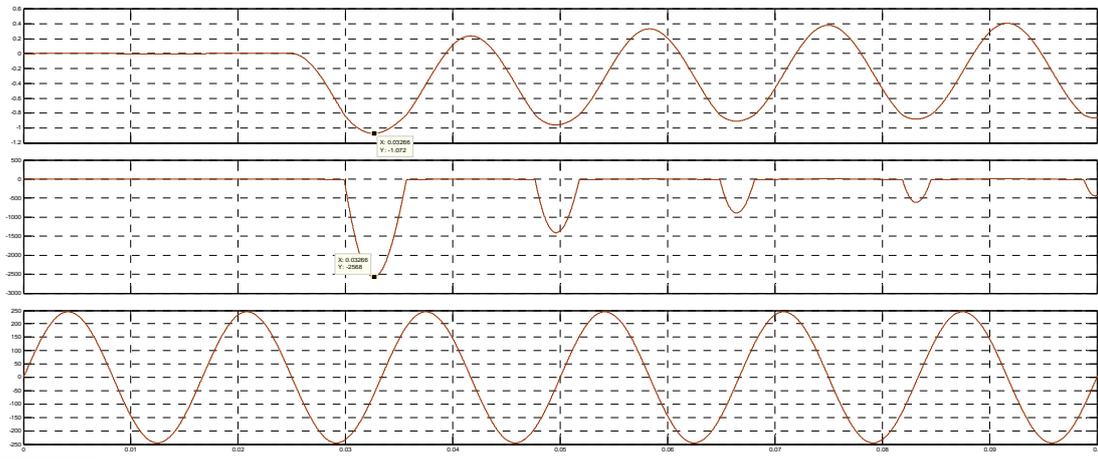


圖 3.23 情境 2A 於 0.02501 秒投入電壓 300V 之 TR4 變壓器 A 相
磁通量、激磁電流與電壓大小

2. 情境 2B: 孤島啟動與市電併網

此節模擬電源在 380V 電壓時，CB4 於 0.02501 秒投入（電壓零點），恢復 380V 匯流排電力，接著 CB2 於 0.5167 秒投入（電壓零點），恢復 11.4kV 匯流排電力。圖 3.24 為於 TR4 變壓器模擬所得之三相激磁電流波形。

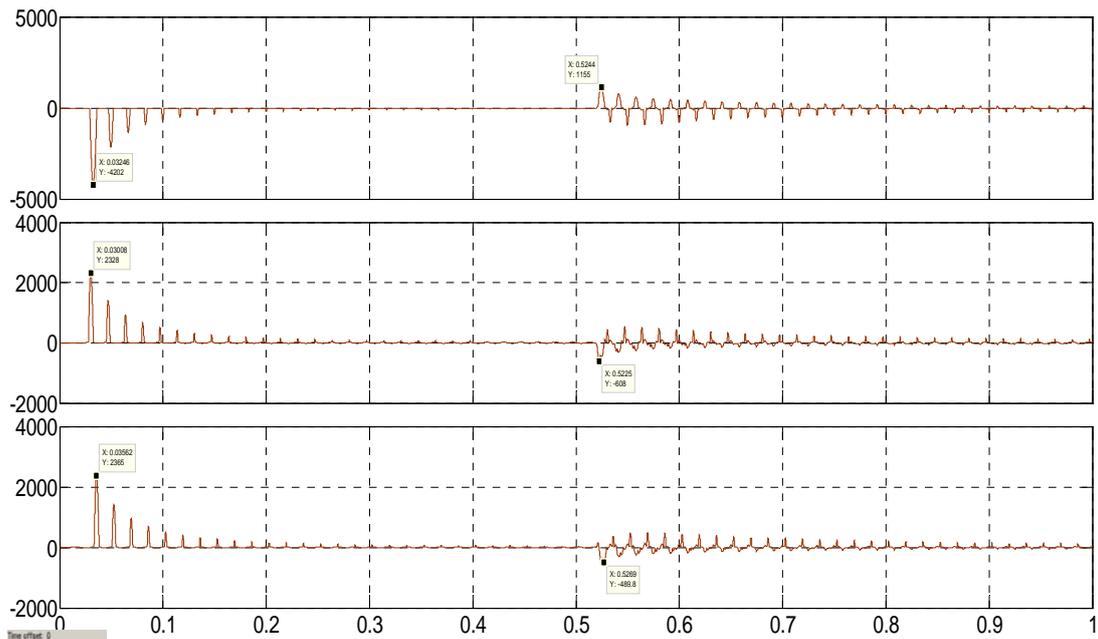


圖 3.24 情境 2B 孤島啟動與市電併網之最大三相激磁電流波形

依據上述分析結果，配電微電網與低壓微電網之復電策略可先投入微電網 TR4 變壓器，接著緩啟動 Zone 2 台達電儲能系統，先恢復微電網低壓側電力；再投入微電網 TR1 變壓器，恢復微電網高壓側電力。

二、核研所微電網系統饋線之阻抗與電力品質分析

使用 Cyme Psaf 程式建立研究系統單線圖，如圖 3.25 所示，並輸入相關電力元件參數，瑞源 D/S 於 161kV 側之短路容量為 8570MVA、X/R 值為 20，變壓器與線路參數分別列於表 3.13 與表 3.14。使用 Cyme Psaf 程式之故障分析，可計算出各匯流排的短路容量與等效阻抗，然後再帶入方程式(12)，即可獲得各匯流排的電壓變動因子，其結果列於表 3.15。對台電饋線而言，饋線越末端或是在變壓器二次側其短路容量與電網阻抗角越小，電壓變動因子越大，表示其對電壓影響越大。

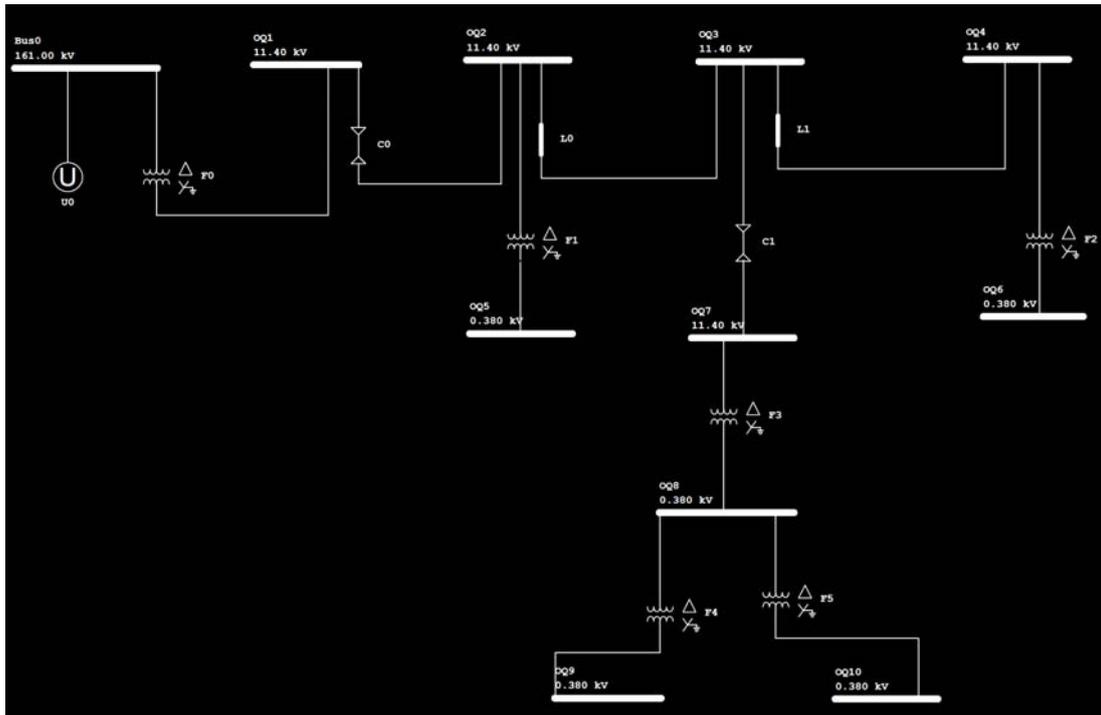


圖 3.25 建立於 Cyme Psaf 程式之研究單線圖

表 3.13 研究系統變壓器參數

變壓器	Voltage (kV)	S _{sc} (MVA)	Z (%)	X/R
主變壓器	161/11.4	25	8.52	30
配電變壓器	11.4/0.38	0.167*3	2.09	1.618
微電網 TR1 變壓器	11.4/0.38	0.5	3.85	3
微電網 TR4 變壓器	0.38/0.38	0.4	3.85	3
微電網 TR5 變壓器	0.38/0.38	0.15	2.09	1.618

表 3.14 研究系統線路參數

線路種類	R (ohm/km)	X (ohm/km)
500MCM	0.1075	0.1437
3A477	0.131	0.471
3C#1	0.5426	0.1896

表 3.15 研究系統各匯流排之等效阻抗與電壓變動因子

Bus Name	Voltage (kV)	S _{sc} (MVA)	Ψ _k (deg)	R (ohm)	X (ohm)	VVF
TPCH	161	8570	87.14	0.151	3.0208	0.0006
OQ1	11.4	182	88.07	0.0239	0.71	0.0186
OQ2	11.4	112	73.72	0.3249	1.1124	0.2503
OQ3	11.4	91	73	0.4159	1.3602	0.3213
OQ4	11.4	50	71.57	0.8189	2.4576	0.6323
OQ5	0.38	19	60.97	0.0035	0.0064	2.5543
OQ6	0.38	16	62.55	0.0041	0.0079	2.8811
MGH	11.4	73	59.43	0.9043	1.5308	0.6967
CAB#1	0.38	11	69.75	0.0045	0.0122	3.1465
CAB#11	0.38	5.4	70.72	0.0089	0.0254	6.1146
CAB#15	0.38	4.4	62.79	0.0151	0.0294	10.3921

三、微電網系統最佳化關鍵節點補償技術分析

由上述微電網系統饋線之短路容量與等效阻抗，然後進行各匯流排(節點)之靈敏度分析，據此建立微電網系統最佳關鍵節點補償技術。饋線末端與變壓器二次側短路容量較小，電壓變動因子大，對電力品質影響較大。以饋線末端之 Bus OQ4 為例，其 VVF 為 0.63，在高壓側有最大的電壓變動率 0.063%/kW。對所內變壓器二次測之 Bus CAB#15 而言，其 VVF 為 10.39，其電壓變動率達 1.039%/kW。接著將應用可調節饋線電壓功能之轉換器進行關鍵節點補償技術分析。

表 3.16 研究系統各匯流排之等效阻抗與電壓變動因子

Bus Name	Voltage (kV)	VVF	$\Delta V(\%)$ per 100kW
TPCH	161	0.0006	0.0006
OQ1	11.4	0.0186	0.00186
OQ2	11.4	0.2503	0.02503
OQ3	11.4	0.3213	0.03213
OQ4	11.4	0.6323	0.06323
OQ5	0.38	2.5543	0.25543
OQ6	0.38	2.8811	0.28811
MGH	11.4	0.6967	0.06967
CAB#1	0.38	3.1465	0.31465
CAB#11	0.38	6.1146	0.61146
CAB#15	0.38	10.3921	1.03921

四、應用調節饋線電壓功能之轉換器進行補償分析

由上一節的分析可以知道，DG 裝置於饋線末端對電壓變動影響越大。因此本文假設有 10 組 499kWp 之 PV 經配電變壓器裝置於 OQ38 饋線最末端匯流排 OQ-4，其單線圖如圖 3.26 所示。

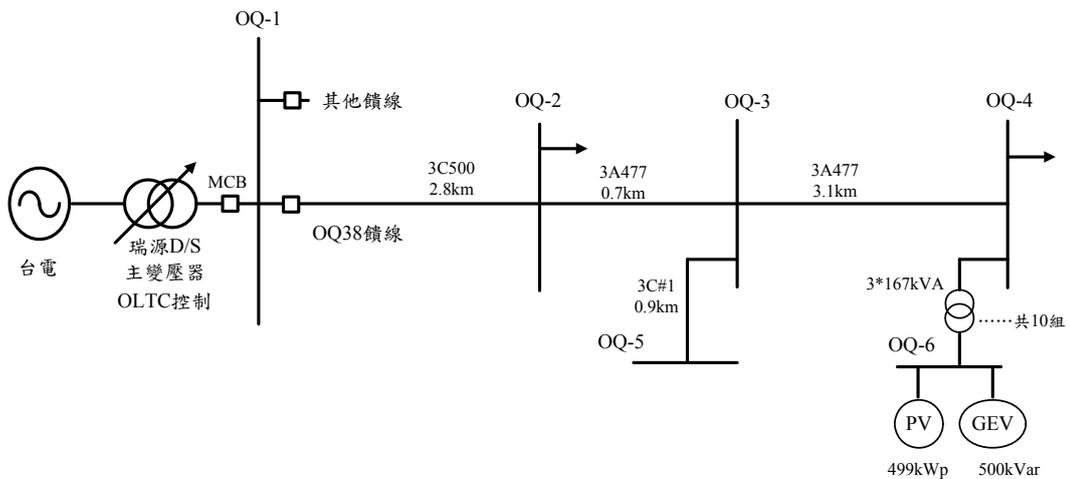


圖 3.26 裝置 PV 與 GEV 之 OQ38 饋線單線圖

由上一節的分析可以知道，DG 裝置於饋線末端對電壓變動影響越大。因此本文假設有 10 組 499kWp 之 PV 設備經配電變壓器裝置於 OQ38 饋線最末端匯流排 OQ-4，其單線圖如圖 3.26 所示。尖峰最大與最小負載量分別為 11 點的 6610kW 與 2 點的 3876kW，離峰最大與最小負載量分別為 12 點的 1703kW 與 6 點的 1184kW。文中選擇離峰日負載曲線進行饋線電壓補償研究，圖 3.27 為離峰日實功率與虛功率負載曲線圖。此外，圖 3.28 為 10 組 499kWp PV 設備之日發電曲線圖，最大發電量為 12 點的 5000kW。據此執行未進行控制之配電饋線電壓變動分析、使用 PV 智慧變流器進行電壓補償分析與使用 GEV 進行電壓補償分析。

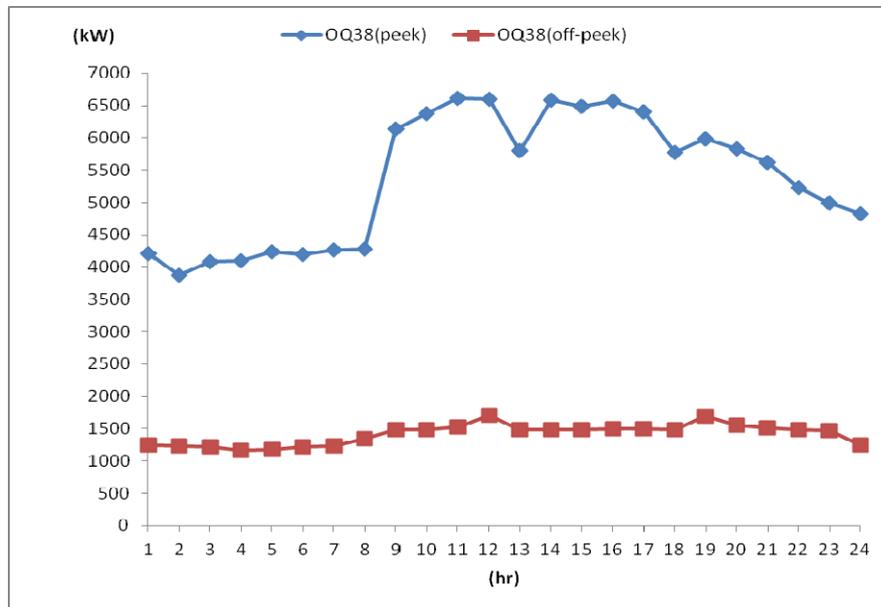


圖 3.27 OQ38 饋線尖、離峰日負載曲線

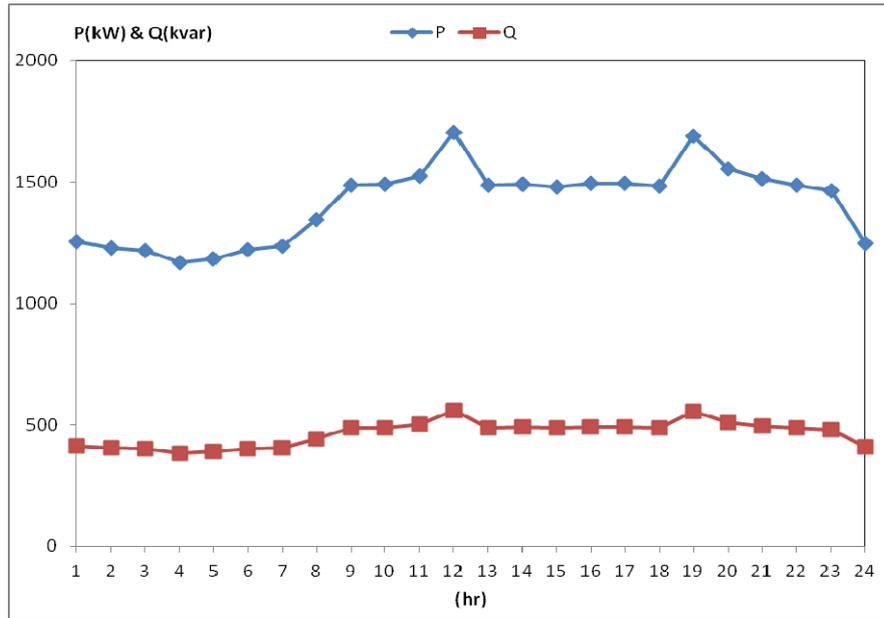


圖 3.28 OQ38 饋線離峰日實、虛功率負載曲線

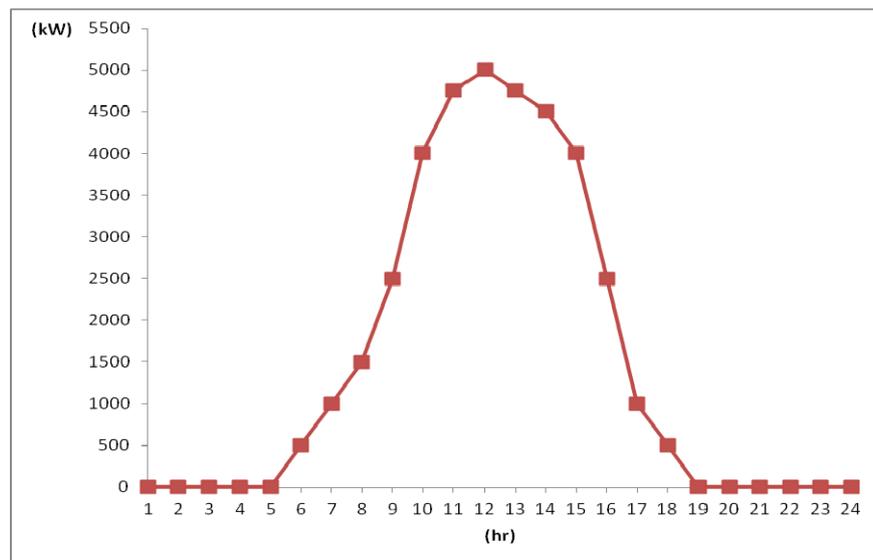


圖 3.29 PV 電廠之日發電量曲線

(一) 未進行控制之配電饋線電壓變動分析

使用 OpenDSS 建立研究系統單線圖，並輸入相關元件參數與 24 小時負載曲線，情境 3A 為基礎案例，不考慮 PV 發電與相關電壓調節功能。饋線主變壓器的分接頭設定為 1.03，配電變壓器分接頭設定為 6930V/415.7V。圖 3.30 為 PV 併接匯

流排高壓側(Bus 4)與低壓側(Bus 6) 24 小時電壓曲線，高壓側最高電壓與最低電壓分別為 4 點的 1.022pu 與 12 點的 1.018pu，低壓側最高電壓與最低電壓分別為 4 點的 1.062pu 與 12 點的 1.058pu。

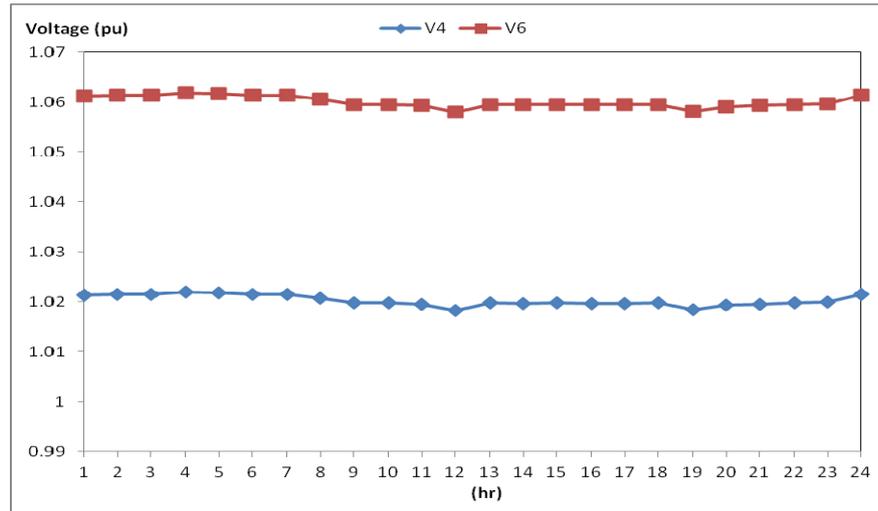


圖 3.30 情境 3A 之 Bus 4 與 Bus 6 日電壓曲線

情境 3B 加入 24 小時之 PV 發電量，並將 PV 智慧變流器功因設定於 1.0。圖 3.31 為 PV 併接匯流排高壓側(Bus 4)與低壓側(Bus 6) 24 小時電壓曲線，圖 3.32 為饋線口 24 小時之實、虛功率大小，高壓側最高電壓為 13 點的 1.047pu，低壓側最高電壓為 12 點的 1.098pu。從 8 點至 16 點饋線出現逆向潮流，在 12 點有 3295kW 之最大逆向潮流。

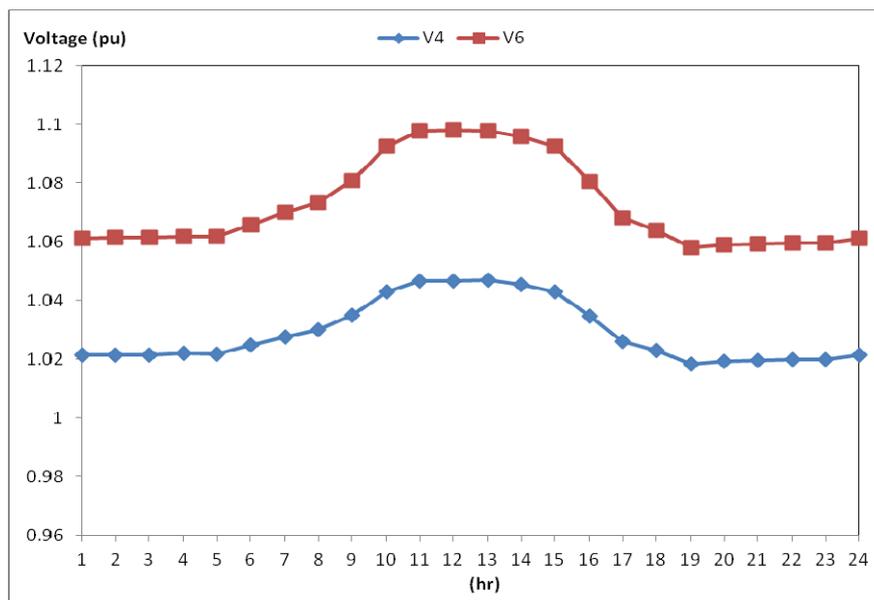


圖 3.31 情境 3B 之 Bus 4 與 Bus 6 日電壓曲線

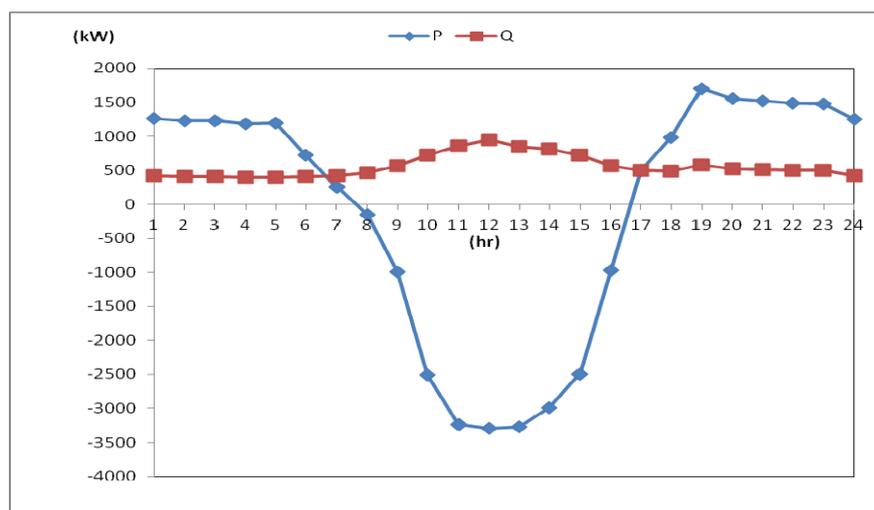


圖 3.32 情境 3B 之饋線口 24 小時之實、虛功率潮流

(二) 使用 PV 智慧變流器進行電壓補償分析

情境 3C 加入 PV 智慧變流器之功因調控，當電壓超過 1.05pu 時，進行 PV inverter 功因調整，調整範圍在 0.9 落後至 0.9 領先之間。圖 3.33 為 PV 併接匯流排高壓側(Bus 4)與低壓側(Bus 6) 24 小時電壓曲線，圖 3.34 為 PV 廠 24 小時之實、虛功率大小。因低壓側逐時電壓皆超過 1.05pu，故從 PV 開始發

電的 6 點至結束發電的 18 點皆須進行功因調控，6 點~9 點與 16 點~18 點時刻，即使功因皆已調控至 0.9 領先之限制值，但電壓仍無法壓低至 1.05pu 以下；10 點~15 點時刻，經由 PV 功因調控，電壓皆可維持在 1.05pu。再者，其它 PV 未發電時刻，無法執行電壓調控。

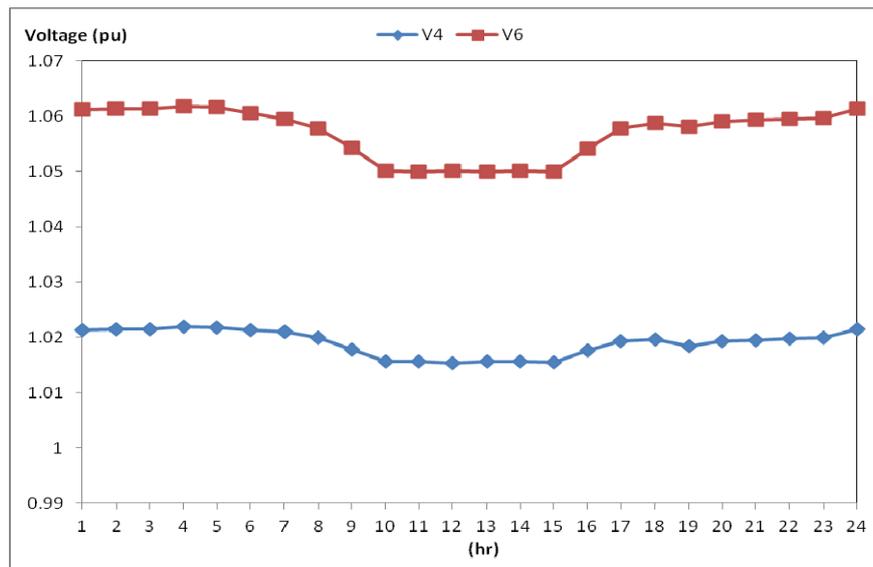


圖 3.33 情境 3C 之 Bus 4 與 Bus 6 日電壓曲線

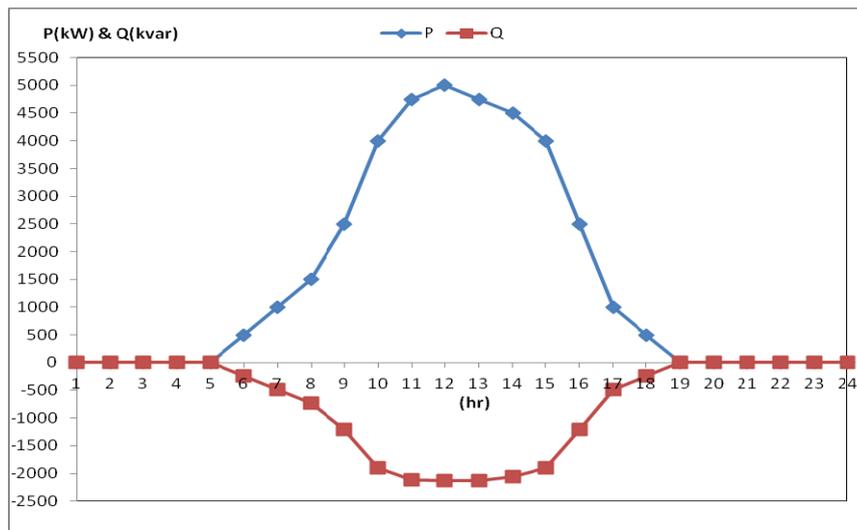


圖 3.34 情境 3C 之 PV 廠 24 小時實、虛功率輸出

(三) 使用 GEV 進行電壓補償分析

情境 3D 之 PV 智慧變流器功因維持在 1.0，當電壓超過 1.02pu 時，使用 GEV 進行電壓調整。圖 3.35 為 PV 併接匯流排高壓側(Bus 4)與低壓側(Bus 6) 24 小時電壓曲線，圖 3.36 為 PV 廠 24 小時實功率輸出與 GEV 虛功率輸出。因低壓側逐時電壓皆超過 1.02pu，故 GEV 於 24 小時皆須進行電壓調控，GEV 最大輸出發生在 12 點的 3442kvar，只要 GEV 額定容量大於 3442kvar，即可有效控制電壓在 1.02pu。

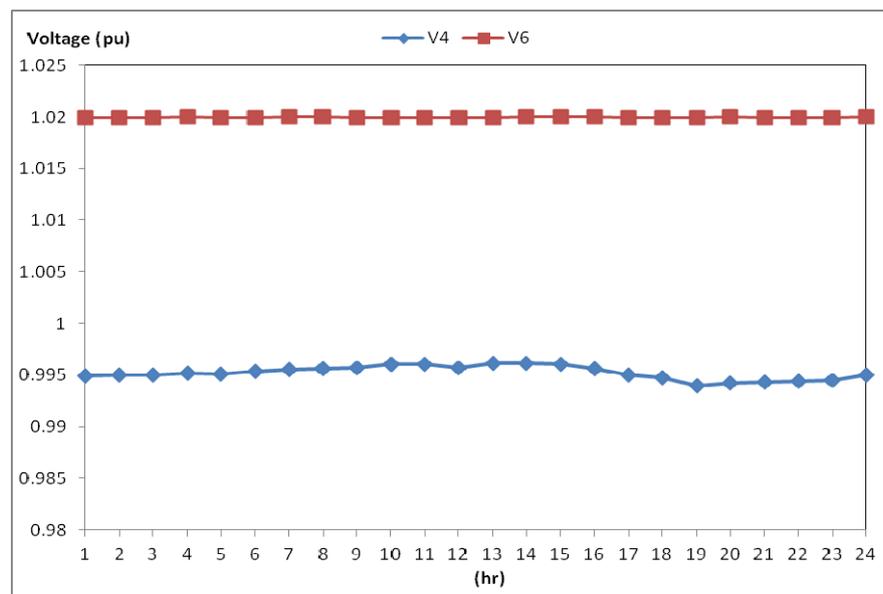


圖 3.35 情境 3D 之 Bus 4 與 Bus 6 日電壓曲線

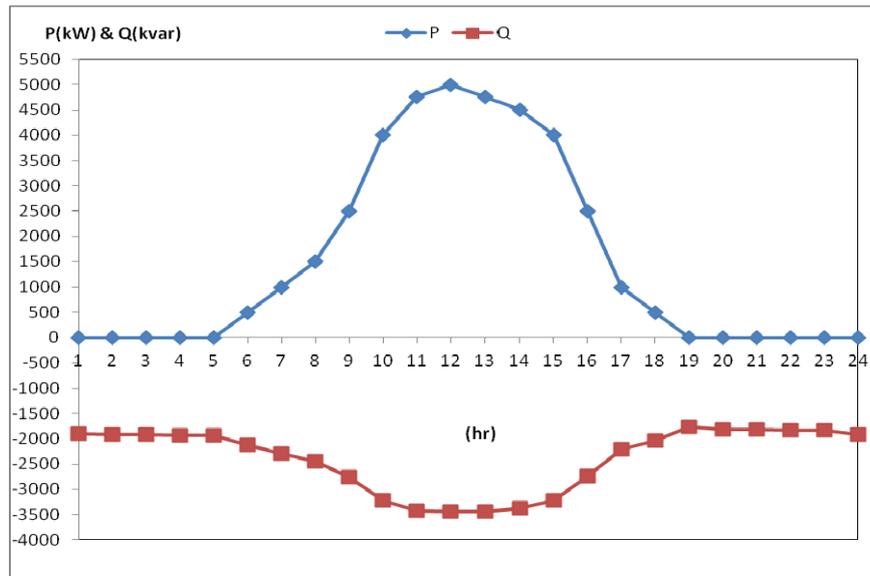


圖 3.35 情境 3D 之 PV 廠實功率輸出與 GEV 虛功率輸出

此事例考慮 24 小時負載曲線，饋線主變壓器的分接頭設定為 1.03，配電變壓器分接頭設定為 6930V/415.7V。當 PV 加入運轉且功因設定為 1.0 時，PV 併接點低壓側逐時電壓皆超過 1.06pu，最高電壓為 12 點的 1.098pu。使用 PV 智慧變流器進行電壓補償後，PV 發電較低時段時(6 點~9 點與 16 點~18 點)，即使功因調控至 0.9 領先之限制值，但電壓仍無法壓低至 1.05pu 以下；PV 發電較大時段時(10 點~15 點)，電壓皆可維持在 1.05pu。使用 GEV 進行電壓調整時，GEV 24 小時皆須進行電壓調控，只要 GEV 額定容量大於 3442kvar，即可有效控制電壓在 1.02pu 以內。

五、微電網饋線之電力系統與再生能源整合運轉控制策略分析

本節加入變電所 OLTC 主變壓器的控制，台電配電等級之 OLTC 主變壓器共有 17 個分接頭位置可供調節，將主變壓器的

分接頭設定為 1.0，其他參數則維持不變，據此進行微電網系統饋線之電力系統與再生能源整合運轉控制策略分析。

(一) 探討未進行控制之配電饋線電壓變動分析

情境 4A 為基礎案例，不考慮 PV 發電與相關電壓調節功能。圖 3.36 為 PV 併接匯流排高壓側(Bus 4)與低壓側(Bus 6)24 小時電壓曲線，高壓側最高電壓與最低電壓分別為 4 點的 0.992pu 與 12 點的 0.988pu，低壓側最高電壓與最低電壓分別為 4 點的 1.030pu 與 12 點的 1.026pu。

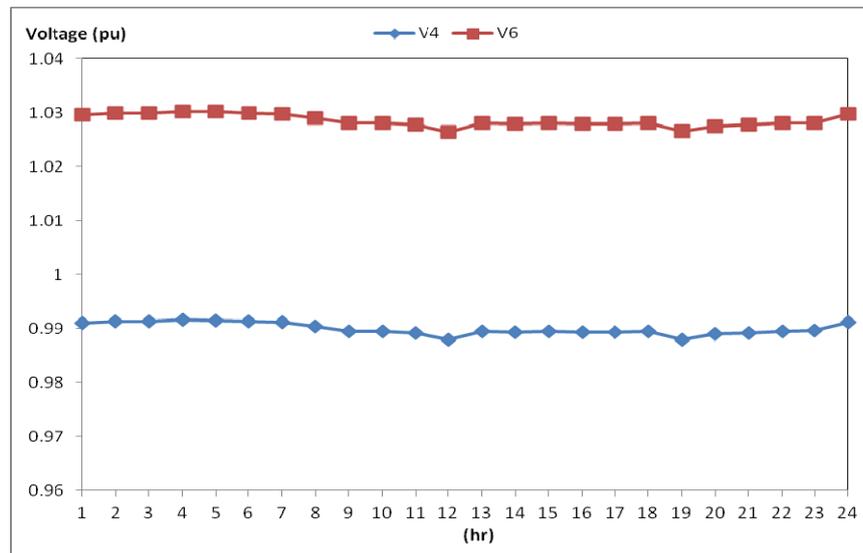


圖 3.36 情境 4A 之 Bus 4 與 Bus 6 日電壓曲線

情境 4B 加入 24 小時之 PV 發電量，並將 PV 智慧變流器功因設定於 1.0。圖 3.37 為 PV 併接匯流排高壓側(Bus 4)與低壓側(Bus 6) 24 小時電壓曲線，高壓側最高電壓為 13 點的 1.016pu，低壓側最高電壓為 12 點的 1.065pu。饋線潮流不變，從 8 點至 16 點饋線出現逆向潮流，在 12 點有 3295kW 之最大逆向潮流。

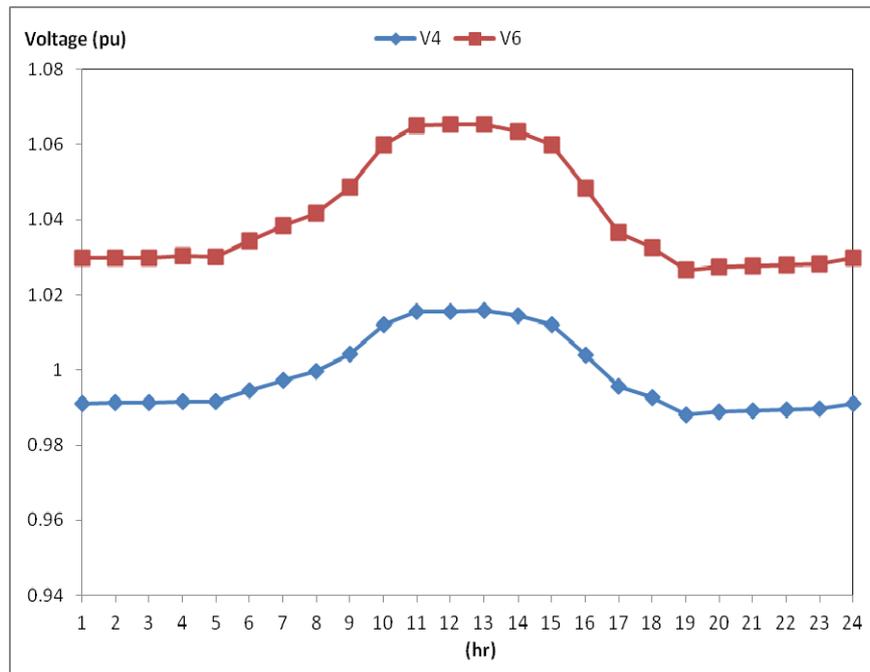


圖 3.37 情境 4B 之 Bus 4 與 Bus 6 日電壓曲線

(二) 以 PV 智慧變流器控制配電饋線電壓變動分析

情境 4C 加入 PV 智慧變流器之功因調控，當電壓超過 1.05pu 時，進行 PV inverter 功因調整，調整範圍在 0.9 落後至 0.9 領先之間。圖 3.38 為 PV 併接匯流排高壓側(Bus 4)與低壓側(Bus 6) 24 小時電壓曲線，圖 3.39 為 PV 廠 24 小時之實、虛功率大小。因低壓側逐時電壓於 10 點至 15 點皆超過 1.05pu，故只有此段期間須進行功因調控，經由 PV 功因調控後，電壓皆可維持在 1.05pu 以下，PV 廠於 13 點有 690kvar 最大虛功率輸出，此時之功因調整為 0.99 領先。

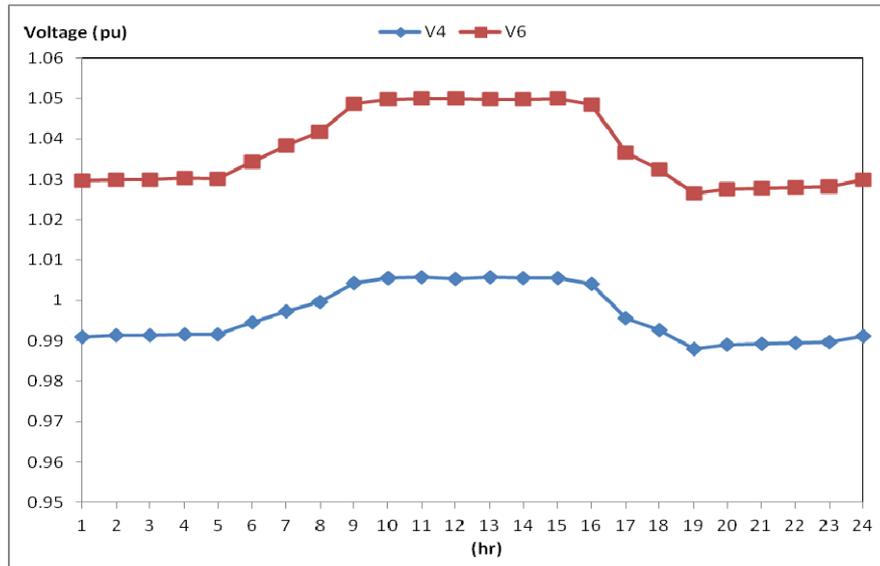


圖 3.38 情境 4C 之 Bus 4 與 Bus 6 日電壓曲線

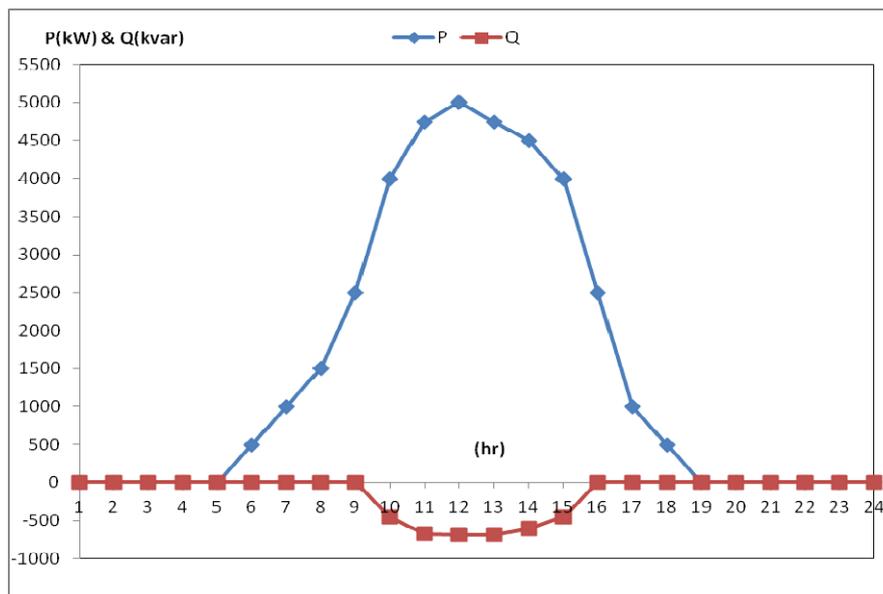


圖 3.39 情境 4C 之 PV 廠 24 小時實、虛功率輸出

(三) 使用 GEV 進行電壓補償分析

情境 4D 之 PV 智慧變流器功因維持在 1.0，當電壓超過 1.02pu 時，使用 GEV 進行電壓調整。圖 3.40 為 PV 併接匯流排高壓側(Bus 4)與低壓側(Bus 6) 24 小時電壓曲線，圖 3.41 為

PV 廠 24 小時實功率輸出與 GEV 虛功率輸出。因低壓側逐時電壓皆超過 1.02pu，故 GEV 於 24 小時皆須進行電壓調控，GEV 最大輸出發生在 12 點的 2040kvar，只要 GEV 額定容量大於 2040kvar，即可有效控制電壓在 1.02pu。

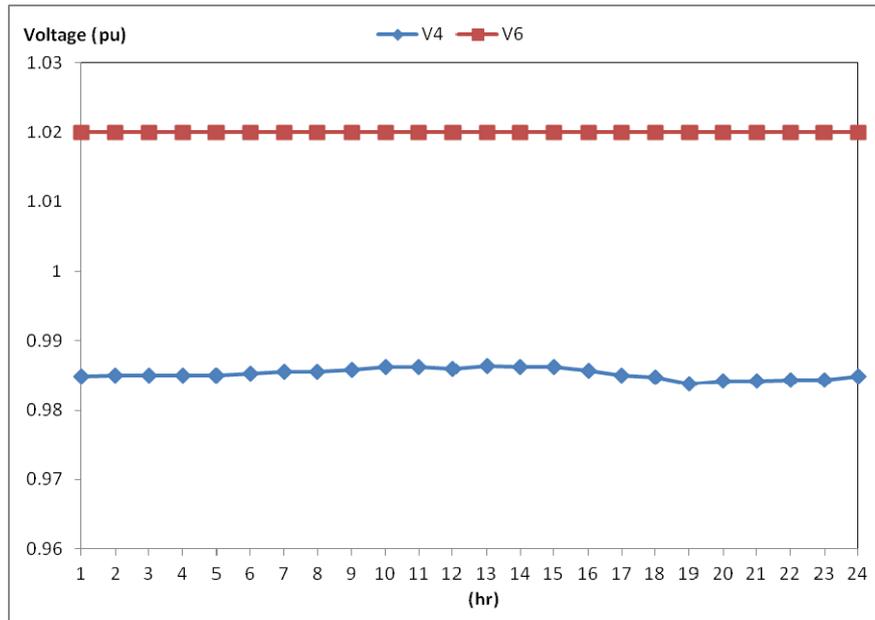


圖 3.40 情境 4D 之 Bus 4 與 Bus 6 日電壓曲線

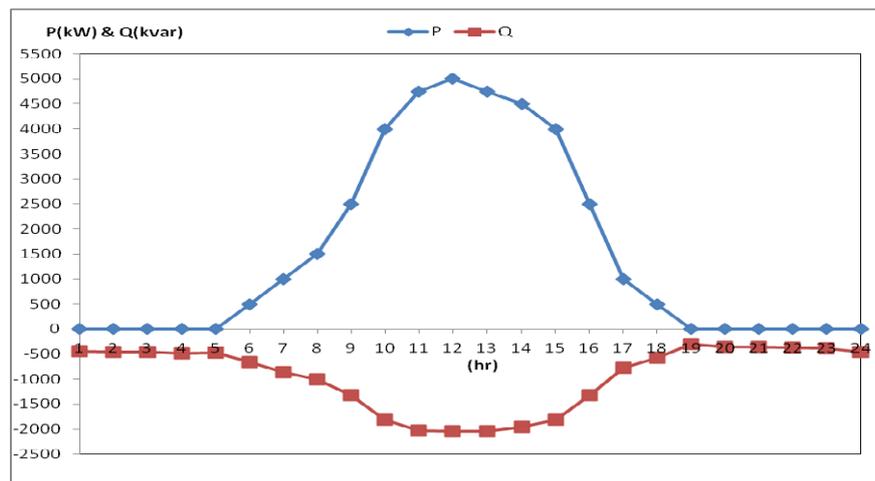


圖 3.41 情境 4D 之 PV 廠實功率輸出與 GEV 虛功率輸出

本事例加入饋線主變壓器的調控，並將分接頭設定為 1.0，其他設定則維持不變。當 PV 加入運轉且功因設定為 1.0 時，PV 併接點低壓側逐時電壓在 1.030pu~1.065pu 之間。使用 PV 智慧變流器進行電壓補償後，電壓皆可維持在 1.05pu 以下，PV 廠於 13 點有 690kvar 最大虛功率輸出。使用 GEV 進行電壓調整時，GEV 24 小時皆須進行電壓調控，只要 GEV 額定容量大於 2040kvar，即可有效控制電壓在 1.02pu 以內。加入饋線主變壓器的調控後，不論是使用 PV 智慧變流器或是 GEV 設備皆可有效控制電壓在要求值以內，且二種設備所需提供之虛功率也大為降低。

六、結論

本計畫將以核研所配電微電網為研究對象，經由孤島啟動之暫態模擬與分析可知，變壓器繞組具較高阻抗與較小 X/R 比，鐵芯飽和程度較低，湧入電流會較小。此外，除了變壓器的特殊設計外，重新檢討微電網內過電流電驛的保護設定與使用緩啟動功能，亦是解決斷路器因過高的湧入電流而跳脫的很好方法。接著由微電網系統饋線阻抗與電力品質分析可知，饋線末端、變壓器二次側短路容量較小，電壓變動因子大，對電力品質影響較大。對饋線末端而言，其最大的電壓變動率 0.063%/kW；所內 TR5 變壓器二次測之電壓變動率達 1.039%/kW。最後進行以太陽光發電智慧變流器控制及應用饋線電壓調節功能之轉換器進行配電饋線分析，當主變壓器有載分接頭設定在 1.03 時，使用 PV 智慧變流器進行電壓補償後，部分時段無法將電壓控制 1.05pu 以下；使用 GEV 進行電壓調整時，只要 GEV 額定容量大於 3442kvar，即可有效控制電壓在 1.02pu 以內。當主變壓器有載分接頭設定在 1.0 時，使用 PV 智慧變流器進行電壓補償後，電壓皆可維持在 1.05pu 以下；使用 GEV 進行電壓調整時，只要 GEV 額定容量大於 2040kvar，即可有效控制電壓在 1.02pu 以內。加入饋線主變壓器的調控後，不論是使用 PV 智慧變流器或是 GEV 設備皆可有效控制電壓在要求值以內，且二種設備所需提供之虛功率也大為降低。

肆、參考文獻

1. 經濟部能源委員會網站, <http://www.moeaec.gov.tw/>。
2. S. M. Amin and B. F. Wollenberg, "Toward a Smart Grid", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 34-41, Sep., 2007.
3. R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, 2008.
4. J. Driesen and F. Katiraei, "Design for Distributed Energy Resources", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 30-40, May, 2008.
5. P. Mahat, Z. Chen and B. B. Jensen, "Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation", Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, April, pp. 2742-2748, 2008.
6. Matt Wakefield, Smart Grid Demonstrations, EPRI report 2010.
7. B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou and N. Hatziargyriou, "Microgrids Management", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 40-53, May, 2008.
8. Y. D. Lee, Y. R. Chang, C. M. Chan and Y. H. Ho, "Preliminary Implementation of Microgrid with Photovoltaic and Microturbine for Stand Alone Operation", 2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Las Vegas, NV, Oct. 2012.
9. 張永瑞, 李奕德, "核能研究所微型電網技術發展現況", 電機月刊, 第 260 期, 第 168-183 頁, 2012 年 8 月。
10. 余承育, 張文恭, 徐立遠, 張永瑞, 李奕德, "交流微電網之建模、控制策略與即時模擬", 中華民國第 36 屆電力工程研討會, 中華

民國 104 年 12 月 12-13 日, 桃園市, 中原大學.

11. 許家豪, 孫士文, 詹振旻, 李奕德, 張永瑞, "具高佔比再生能源之獨立型微電網協調控制", 中華民國第 36 屆電力工程研討會, 中華民國 104 年 12 月 12-13 日, 桃園市, 中原大學.
12. D. Divan, R. Moghe and H. Chun, "Managing Distribution Feeder Voltage Issues Caused by High PV Penetration", Proceedings of the 2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Vancouver, Canada, June 2016.
13. 李奕德, "參加 2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems 出國報告", 核能研究所, 中華民國 105 年 7 月.
14. J. Arrillaga and N. R. Watson, "Power System Harmonics", John Wiley & Sons Ltd, New York, 2004.
15. 陳在相等譯, "電力系統分析", 東華書局, 2011.
16. Matlab/SimPowerSystems User's Guide, 2015.
17. CYME PSAF User Guide, CYME Int., Inc., Saint-Bruno, QC, Canada, 2007.
18. IEC 61400 Standard, Wind turbine Generator Systems, 2008.
19. OpenDSS程式:<http://sourceforge.net/projects/electricdss/>。
20. VDE-AR-N 4105: "Power Generation Systems Connected to the Low-voltage Distribution Network", VDE, German, 2011.
21. B. Seal, "Smart Inverter Field Experiences", EPRI Project 3002001247, Dec., 2013.
22. B. Seal, "Common Functions for Smart Inverters, Version 3", EPRI Project 3002002233, Feb., 2014.
23. J. Smith, "Grid Impacts of Distributed Generation with Advanced

Inverter Functions", EPRI Project 3002001246, Dec., 2013.